



**Universidade de
Aveiro**

Departamento de Geociências

Ano 2014

**Lucas Simão
Lucas**

**Caracterização Sismo-estratigráfica e Estrutural de
um Reservatório de Hidrocarbonetos no Bloco F3 do
Sector Holandês do Mar do Norte**



**Universidade de
Aveiro**

Departamento de Geociências

Ano 2014

**Lucas Simão
Lucas**

**Caracterização Sismo-estratigráfica e Estrutural de
um Reservatório de Hidrocarbonetos no Bloco F3 do
Sector Holandês do Mar do Norte**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para
cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do
grau de Mestre em Engenharia Geológica, realizada sob
a orientação científica do Doutor Luis Menezes Pinheiro,
Professor Associa do do Departamento de Geociências
da Universidade de Aveiro

Agradecimentos

Como é hábito em trabalhos desta natureza, começo por agradecer formalmente ao Professor Luis Menezes a orientação desta tese. Ao Professor Luis Menezes agradeço a prontidão imediata e generosa com que acedeu a ser o orientador deste trabalho e bem como as sugestões que me fez, que contribuíram para a melhoria deste trabalho.

Aos Professores da Universidade de Aveiro e aos Professores da Universidade do Porto, em particular ao António Guerner, duma maneira sábia, me incentivaram a concretizar este trabalho e estiveram sempre disponíveis para a adiscussão dos diferentes temas.

À Universidade Pedagógica de Moçambique, delegação da Beira, onde estou inserido, por todas as facilidades que me deu, sem as quais também não teria sido possível terminar este trabalho e ainda pela sua disponibilidade contínua e pelo seu interesse.

Ao Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro, por todo o apoio prestado.

Este trabalho foi iniciado no âmbito de uma bolsa atribuída pela Universidade de Aveiro, a quem estou igualmente grato.

À Professora Maria Azevedo e Beatriz Aguado, com quem tive o privilégio de aprender a Geologia Geral e Geologia Estrutural e que me ensinaram a gostar desta área da Geologia.

E, mais uma vez, ao Professor Luis Menezes, com quem aprendi a começar a olhar para a sísmica de reflexão.

Agradece-se à empresa Schlumberger as licenças do Petrel que permitiram a realização deste trabalho.

O meu muito obrigado.

Dedico este trabalho aos meus pais, Simão e Celeste, pelo exemplo de vida feita de honestidade, trabalho e muita garra. A eles eu agradeço muito a oportunidade que me proporcionaram e que as suas almas descansem em paz.

E com muito amor a minha esposa, companheira fiel e principalmente amiga, Sónia, que está presente em cada momento da minha vida.

O júri

Presidente Prof. Doutor Jorge Manuel Pessoa Girão Medina
Professor Auxiliar do Departamento de Geociências da
Universidade de Aveiro

Doutor Rui Miguel Marques Moura
Professor Auxiliar do Departamento de Geociências, Ambiente e
Ordenamento do Território da Faculdade de Ciências da
Universidade do Porto

Prof. Doutor Luís Filipe de Fuentefria Menezes Pinheiro
Professor Associado do Departamento de Geociências da
Universidade de Aveiro

Palavras-Chave Mar do Norte, Bloco F3, sísmica de reflexão 3D, Atributos Sísmicos, Estratigrafia Sísmica, Caracterização de Reservatórios de Hidrocarbonetos, Petrel

Resumo O presente trabalho apresenta um estudo de dados de sísmica do Mar do Norte, Bloco F3, sector holandês que consistem num bloco de reflexão sísmica 3D com aproximadamente 384 km². Usando o *software* Petrel 2013.2, da Schlumberger, foi feito o estudo sismo-estratigráfico e estrutural da área de estudo e a identificação dos reservatórios de hidrocarbonetos presentes. Para facilitar o estudo do bloco foram utilizados atributos sísmicos de Amplitude RMS, Frequência Instantânea, Envelope, Structural Smoothing e Variância. A sua utilização permitiu, após a interpretação sísmica conseguida, reforçar a continuidade dos refletores sísmicos, facilitar a cartografia espacial das falhas e, também, evidenciar indicadores diretos de hidrocarbonetos. A interpretação do volume de dados permitiu identificar alguns refletores e, localmente, caracterizar zonas de falhas e corpos salinos pelos deslocamentos observados nestes refletores. A interpretação de horizontes permitiu elaborar os mapas estruturais em tempo. Finalmente, fez-se o cálculo e a análise de atributos sísmicos. A correlação dos resultados obtidos nas diferentes etapas, permitiu uma melhor compreensão da distribuição espacial de um sistema de falhas e a identificação de possíveis reservatórios de hidrocarbonetos.

Key Words

North Sea, F3 Block 3D Seismic Reflection, Seismic Attributes, Hydrocarbon Reservoir Characterization, Schlumberger Petrel.

Abstract

This work presents a North Sea data study, in the F3 Block, Dutch Sector that consists a 3D seismic block with approximately 384 km². Using the Petrel 2013.2 software from Schlumberger the seismic-stratigraphic and structural characterization of the study area was carried out and the observed hydrocarbon reservoirs were identified. To facilitate this study seismic attributes were used: RMS Amplitude, Instantaneous Frequency, Envelope, Structural Smoothing and Variance. Their use has enhanced the continuity of the seismic reflectors, helped to spatial map the main faults and also allowed the identification of direct hydrocarbon indicators. The interpretation of the data volume allowed the identification of the main reflectors and to locally characterize fault zones and saline bodies, based on of the dislocations observed in these reflectors. The interpretation of horizons allowed the creation of structural maps in time. Finally, we did the calculation and analysis of seismic attributes. The correlation of the results obtained in the different stages, allowed a better understanding of the spatial distribution of the fault system and to identify potential hydrocarbon reservoirs.

Conteúdo

1 introdução	1
1.1 Natureza e âmbito deste trabalho	1
1.2 Objectivos	1
1.2.1 Objectivo Geral	1
1.2.2 Objectivos Específicos	1
1.3 Localização da área de estudo	2
1.4 Dados utilizados e metodologia	3
1.5 Estrutura da dissertação	4
2 O Campo Petrolífero do Bloco F3	6
2.1 Introdução ao Bloco F3	6
2.2. Enquadramento Geológico e Evolução Tectónica do Mar do Norte na Área em estudo	7
2.3 Principais Grupos Sedimentares no Graben Central	14
2.2.1 Pré – Zechstein (Carbonífero)	16
2.2.2 Rotliegend Inferior e Superior (Pérmico Inferior e Médio)	18
2.2.3 Grupo Zechstein (Pérmico Superior)	21
2.2.4 Grupo Germânico (Triásico Inferior e Superior)	23
2.2.5 Grupo Altona (Jurássico Inferior e Médio)	24
2.2.6 Grupos Schieland, Scruff e Niedersachsen (Jurássico Superior)	25
2.2.7 Grupo Rijnland (Cretácico Inferior)	25
2.2.8 Grupo Chalk (Cretácico Superior)	26
2.2.9 Super-Grupo do Mar do Norte (Cenozóico)	26
2.4 Ambientes Depositionais	28
3 Sistemas petrolíferos	32
3.1 Considerações Gerais	32
3.2 Origem do Petróleo	32
3.3 Rocha Geradora	34
3.4 Migração do Petróleo	35
3.5 Rochas Reservatório	36
3.6 Armadilhas	37
3.7 Sincronismo	40

4 A reflexão sísmica na prospeção de hidrocarbonetos	43
4.1 O método de reflexão sísmica.....	43
4.1.1 Fontes e Recetores Sísmicos.....	47
4.2 Aquisição sísmica	49
4.3 Processamento	53
4.4 Interpretação Sísmica	56
5 Caracterização de um Reservatório de Hidrocarbonetos num bloco sísmico 3D....	61
5.1 Importação dos dados para o <i>software Petrel (Schlumberger)</i>	61
5.1.1 Início de um novo Projecto: Importação do Cubo Sísmico.....	62
5.2. Identificação e cartografia dos principais horizontes	66
5.3 Construção de mapas estruturais em tempo (TWT).....	72
5.4 Atributos Sísmicos	73
5.4.1 Interpretação Estrutural e cartografia espacial das principais falhas	77
5.4.2 Identificação de Corpos Salinos	81
5.4.3 Identificação de Pockmarks e Chaminés de Gás	82
5.4.4 Identificação dos Reservatórios.....	84
6 Conclusões	89
Referências Bibliográficas.....	91

Índice de Figuras

FIGURA 1 – LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA ÁREA DE ESTUDO, NO OFFSHORE HOLANDÊS, ONDE SE VÊM OS DIFERENTES QUADRANTES E BLOCOS LICENCIADOS, ASSIM COMO A LOCALIZAÇÃO DE ALGUMAS LINHAS SÍSMICAS 2D E BLOCOS 3D, CAMPOS DE GÁS E POCKMARKS (MODIFICADO DE SCHROOT <i>ET AL.</i> , 2003 IN KATATA, 2013).	2
FIGURA 2 – BLOCO SÍSMICO 3D ESTUDADO NESTE TRABALHO (BLOCO F3) REPRESENTADO POR 3 SEÇÕES SÍSMICAS PERPENDICULARES.	3
FIGURA 3 – LOCALIZAÇÃO DO BLOCO F3 E DIVISÃO DO OFFSHORE HOLANDÊS EM QUADRANTES. ADAPTADO DE SCHROOT <i>ET AL.</i> (2003).	7
FIGURA 4 - COLISÃO DOS CONTINENTES AVALONIA, LAURENTIA E BÁLTICA HÁ CERCA DE 460 MILHÕES DE ANOS ATRÁS (ORDOVÍCIO MÉDIO-SUPERIOR) E POSTERIOR FECHO DO OCEANO IAPETUS. AS LINHAS BRANCAS REPRESENTAM AS ACTUAIS LINHAS DE COSTA (EN.WIKIPEDIA.ORG CITADO POR ALVES, 2011).....	8
FIGURA 5 -TRIPLO SISTEMA DE RIFT NO MAR DO NORTE, AS SETAS VERMELHAS REPRESENTAM AS DIREÇÕES DE EXTENSÃO (ADAPTADO POR EVANS, GRAHAM ET AL. 2003 CITADO POR SAJJAD, 2013).	9
FIGURA 6 - SEPARAÇÃO DA LAURÁSIA A NORTE DO GONDWANA A SUL E INÍCIO DA ABERTURA DO ATLÂNTICO CENTRAL NO JURÁSSICO INFERIOR (WWW.SCOTese.COM CITADO POR ALVES, 2011).	10
FIGURA 7 - NO JURÁSSICO SUPERIOR, O OCEANO ATLÂNTICO CENTRAL APENAS SEPARAVA A AMÉRICA DO NORTE DA ÁFRICA (WWW.SCOTese.COM CITADO POR ALVES, 2011). 11	
FIGURA 8 - ABERTURA DEFINITIVA DO OCEANO ATLÂNTICO A SUL. É NESTE PERÍODO QUE SE INICIA A SEPARAÇÃO DA AMÉRICA DO NORTE E DA EUROPA, QUE ATÉ ENTÃO CONTINUAVAM LIGADAS. (WWW.SCOTese.COM CITADO POR ALVES, 2011).	12
FIGURA 9 - NOROESTE EUROPEU. BACIA SEDIMENTAR MOSTRANDO ORIENTAÇÃO DA DEPOSIÇÃO FLUVIODELTAÍCAS E LINHAS DE COSTA À 25 MA E 15 MA, ADAPTADO POR CARTWRIGHT (1995), ZIEGLER (1990); VINKEN (1988) E BIJLSMA, (1981); A INSERÇÃO INDICA O ESTUDO DA ÁREA. LBH = LONDON-BRABANT ALTA, CG = GRABEN CENTRAL, VG = VIKING GRABEN.....	14
FIGURA 10 – VISUALIZAÇÃO DAS PRINCIPAIS ESTRUTURAS GEOLÓGICAS DO MAR DO NORTE NUMA ÁREA MUITO PRÓXIMA AO LOCAL EM ESTUDO, ONDE SE PODE VER A DIREÇÃO	

DO CORTE GEOLÓGICO B-B' (VER FIGURA 11) (MODIFICADO DE GLENNIE, 1998 CITADO POR KATATA, 2013).....	15
FIGURA 11 – CORTE GEOLÓGICO DO PERFIL B - B' NA DIREÇÃO NE – SW QUE ATRAVESSA O GRABEN CENTRAL HOLANDÊS E ÁREAS CIRCUNDANTES (MODIFICADO DE DUIN, 2006 CITADO POR KATATA, 2013).	16
FIGURA 12 – FLORESTA PANTANOSA DO CARBÓNICO SUPERIOR, HÁ 300 MILHÕES DE ANOS; NELA ENCONTRAM-SE AS MAIS IMPORTANTES ROCHAS GERADORAS DE HIDROCARBONETOS DO MAR DO NORTE (<i>IN BRITAIN'S OFFSHORE OIL AND GAS – NORTH SEA. NATURAL GAS DEPOSITS AND PETROLEUM DEPOSITS</i>).	17
FIGURA 13 – SECÇÃO TRANSVERSAL QUE MOSTRA A RELAÇÃO ENTRE A BACIA SEDIMENTAR ROTLIEGEND E OS ESTRATOS PRÉ – PÉRMICO ERODIDOS; (D – DEVONIANO, D1 – DINANTIAN, N – NAMURIANO, A – VESTEFALIANO A, B – VESTEFALIANO B, CD – VESTEFALIANO C-D (ADAPTADO POR GLENNIE, 1998).	18
FIGURA 14 – DESERTO DO PÉRMICO, HÁ 270 MILHÕES DE ANOS. LOCAIS ONDE EXISTIAM LAGOS, ATUALMENTE CORRESPONDEM AOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO DE ROTLIEGEND NO MAR DO NORTE (ADAPTADO POR <i>BRITAIN'S OFFSHORE OIL AND GAS – NORTH SEA. NATURAL GAS DEPOSITS AND PETROLEUM DEPOSITS</i> , SEM DATA DE PUBLICAÇÃO).	19
FIGURA 15 – ESTRUTURAS DO PÉRMICO SUPERIOR (MODIFICADO POR DUIN, 2006 CITADO POR KATATA 2013).....	20
FIGURA 16 - MAPA DA ESPESSURA DO GRUPO ZECHSTEIN (ADAPTADO POR DUIN 2004) .	22
FIGURA 17 - CORTE ESQUEMÁTICO APRESENTANDO GRUPOS DE FORMAÇÃO DO BLOCO F E OS RESPECTIVOS POÇOS (ADAPTADO POR SCHOOROT ET AL, 1989).....	25
FIGURA 18 - RESUMO LITOESTRATIGRÁFICO DAS PRINCIPAIS BACIAS SEDIMENTARES DO MAR DO NORTE DESDE O CARBONÍFERO AO QUATERNÁRIO (ADAPTADO POR BREKKE ET AL., 2001, FALDEIDE ET AL., 2010 CITADO POR ALVES, 2011).	29
FIGURA 19 - ESQUEMA DO SISTEMA FLUVIODELTAÍCO DURANTE O NEOGÉNICO NO SUL DO MAR DO NORTE (MODIFICADO DE STEEGHS ET AL., 2000 CITADO POR TETYUKHINA ET AL, 2012)	31
FIGURA 20 - TRANSFORMAÇÃO TERMOQUÍMICA DA MATÉRIA ORGÂNICA E A GERAÇÃO DO PETRÓLEO, ADAPTADO POR TRIGIA ET AL, 2001	33

FIGURA 21 - GRÁFICO ILUSTRATIVO DA MATURAÇÃO DOS TIPOS DE QUEROGÉNIO (RO=PODER REFLETOR DA VITRINITE; ADAPTADO DE J. PACHECO, 2006 CITADO POR PINHEIRO, 2013).	35
FIGURA 22 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UM POSSÍVEL CENÁRIO DE MIGRAÇÃO DE HIDROCARBONETOS DESDE A ROCHA MÃE ATÉ AO RESERVATÓRIO (CAP ROCK É O MESMO QUE ROCHA SELANTE; GOMES E ALVES, 2007 CITADOS POR ALVES 2011)..	37
FIGURA 23 - MODELO DE ARMAZENAMENTO DE ÓLEO POR ARMADILHAS ESTRUTURAIS: (A) UMA ESTRUTURA ANTICLINAL E (B) UMA FALHA INVERSA (ADAPTADO DE PINHEIRO, 2013).	38
FIGURA 24 - MODELO DE UMA ARMADILHA ESTRATIGRÁFICA PELO ADELGAÇAMENTO DO BORDO DO RESERVATÓRIO (<i>PINCHOUT</i>) (ADAPTADO DE BENVENUTTI, 2012).	38
FIGURA 25 - TIPO DE ARMADILHAS MISTAS OU COMBINADAS (HTTP://WWW.GEOCITIES.WS/USSGEOLOGY/INDEX_ARQUIVOS/GEOLOGIADOPETROLEO.HTM ACESSO EM 12/05/2014).	39
FIGURA 26 – REPRESENTAÇÃO DE ONDAS SUPERFICIAIS (MATIAS, 2014).	44
FIGURA 27 – REPRESENTAÇÃO DE ONDAS VOLÚMICAS.	45
FIGURA 28 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO COMPORTAMENTO NUMA INTERFACE SEGUNDO A LEI DE SNELL (i = ÂNGULO DE INCIDÊNCIA, F_1 E E_1 = ÂNGULO DE REFLEXÃO, F_2 E E_2 = ÂNGULO DE REFRAÇÃO) (PINHEIRO, 2014).	46
FIGURA 29 - A) ESQUEMA DE UM <i>AIRGUN</i> E B) MODO DE FUNCIONAMENTO, (MATIAS, 2014 E PINHEIRO, 2013)	48
FIGURA 30 - BOLHAS PROVOCADAS POR UMA DETONAÇÃO (MATIAS, 2014).	48
FIGURA 31 - HIDROFONES (SENSORES PIEZOELÉTRICOS) (PINHEIRO, 2013).	50
FIGURA 32 - EXEMPLO DE UM <i>STREAMER</i> A BORDO DE UM NAVIO DE PESQUISA (PINHEIRO, 2013).	50
FIGUARA 33 – EXEMPLO DE GEOFONES (MATIAS 2014).	51
FIGURA 34 - AQUISIÇÃO SÍSMICA EM TERRA E MAR. ADAPTADA DE GERHARDT (1998) CITADO POR SILVA (2004).	51
FIGURA 35 - EXEMPLO DE UM TIRO SÍSMICO PROPORCIONANDO UMA IMAGEM 2D (PINHEIRO, 2014).	52
FIGURA 36 – REPRESENTAÇÃO DE UM BLOCO 3D MARÍTIMO (PINHEIRO, 2013).	53

FIGURA 37 - TRAÇO SÍSMICO (ESQUERDA), LINHA SÍSMICA (CENTRO) E VOLUME SÍSMICO (DIREITA) (SILVA, 2004).	54
FIGURA 38 - MODELO DE CONVOLUÇÃO. ADAPTADO DE GERHARDT (1998)	55
FIGURA 39 - EXEMPLO DE CUBO SÍSMICO 3D E ALGUNS HORIZONTES INTERPRETADOS (ADAPTADO POR JOHANN, 1999).	58
FIGURA 40 - IDENTIFICAÇÃO E MAPEAMENTO DOS HORIZONTES TOPO E BASE DE DIFERENTES UNIDADES NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.	58
FIGURA 41 - MODELO GEOLÓGICO RESULTANTE DA INTERPRETAÇÃO SÍSMICA. ADAPTADO DE ROBINSON E TREITEL (1980).	59
FIGURA 42 - REPRESENTAÇÃO DE UM <i>FLAT SPOT</i> E UM <i>BRIGHT SPOT</i> NUMA SEÇÃO SÍSMICA QUE MATERIALIZA A SUPERFÍCIE DO CONTACTO ENTRE A ÁGUA E OS HIDROCARBONETOS (MODIFICADO POR KATATA, 2013).	59
FIGURA 43 - PADRÕES DE TERMINAÇÕES DOS REFLECTORES SÍSMICOS (MITCHUM <i>ET AL.</i> , 1977).	60
FIGURA 44 - CAIXA DE DIÁLOGO DA IMPORTAÇÃO DE DADOS SÍSMICOS PELO FORMATO SEG-Y COM PARÂMETROS PRÉ-DEFINIDOS. NA CAIXA VERDE ENCONTRAM-SE AS OPÇÕES RELACIONADAS COM O FORMATO DOS DADOS E NA CAIXA A COR VERMELHA ENCONTRAM-SE OS CABEÇALHOS DE TEXTO DO FORMATO SEG-Y QUE FORNECEM INFORMAÇÃO SOBRE A LOCALIZAÇÃO CORRETA DOS BYTES. (ALVES, 2011)	63
FIGURA 45 – SCAN DOS 1000 PRIMEIROS TRAÇOS DOS DADOS SÍSMICOS PARA VERIFICAR A RELAÇÃO ENTRE TRAÇOS E INLINE/CROSSLINE E COORDENADAS X E Y DURANTE A IMPORTAÇÃO DA SÍSMICA COM FORMATO SEG-Y. A IMAGEM SUPERIOR ESQUERDA REPRESENTA SEQUÊNCIA DE TRAÇO/ <i>INLINE</i> ; SUPERIOR DIREITO REPRESENTA SEQUÊNCIA DE TRAÇO/ <i>CROSSLINE</i> ; INFERIOR ESQUERDO REPRESENTA SEQUÊNCIA DE TRAÇO/COORDENADAS X, E INFERIOR DIREITO REPRESENTA SEQUÊNCIA DE TRAÇO/COORDENADAS Y. (ALVES, 2011).	64
FIGURA 46 - CAIXA DE DIÁLOGO DO PROCESSO DO <i>REALIZE</i> (ADAPTADO POR AUTOR)....	66
FIGURA 47 – EXEMPLO DE SECÇÃO SÍSMICA: A) <i>INLINE 289</i> E B) <i>INLINE 354</i> , COM OS HORIZONTES INTERPRETADOS E CAMADAS DEFINIDAS NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.	67
FIGURA 48 – EXEMPLO DE SECÇÃO SÍSMICA (<i>INLINE 354</i>) COM DELINEAÇÃO DA UNIDADE CONSTITUÍDA PELO COMPLEXO SISTEMA DE DELTAS.	69

FIGURA 49 – EXEMPLO DE SECÇÃO SÍSMICA (INLINE 254) COM DELINEAÇÃO DA UNIDADE CONSTITUÍDA PELO SISTEMAS DE FALHAS POLIGONAIS NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.	70
FIGURA 50 - EXEMPLO DE SECÇÃO SÍSMICA (INLINE 190) COM SINALIZAÇÃO DE UM CORPO SALINO NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.	71
FIGURA 51 - EXEMPLO DE GRELHAS DE INTERPRETAÇÃO (A) CRIADAS A PARTIR DA INTERPRETAÇÃO EM SECÇÕES VERTICAIS (<i>INLINE</i> E <i>CROSSLINE</i>) DO HORIZONTE 1 E O SEU RESPECTIVO MAPA ESTRUTURAL (B)	72
FIGURA 52 - TOPOGRAFIA EM 3D DO TOPO E DA BASE DE ALGUNS HORIZONTES INTERPRETADOS DA ÁREA DE ESTUDO	73
FIGURA 53 - EXEMPLO DE PASSOS A SEGUIR PARA O CÁLCULO DE VOLUME DE VARIANCIA NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.....	78
FIGURA 54 - EXEMPLO DE UMA SECÇÃO SÍSMICA VERTICAL COM AS RESPETIVAS FALHAS DEVIDAMENTE INTERPRETADAS NO ÂMBITO DESTE TRABALHO (INLINE 190).....	78
FIGURA 55 - VISUALIZAÇÃO EM TRÊS DIMENSÕES DAS FALHAS RESULTANTES DA INTERPRETAÇÃO PARA TODA A ÁREA DE ESTUDO.	79
FIGURA 56 - EXEMPLO DE UMA SECÇÃO SÍSMICA HORIZONTAL COM AS DUAS FAMÍLIAS DE FALHAS DEVIDAMENTE INTERPRETADAS NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.	79
FIGURA 57 – SECÇÃO HORIZONTAL (<i>TIME SLICE</i> Z=-644) MOSTRANDO FALHA PRINCIPAL DO BLOCO SÍSMICO.	80
FIGURA 58 – VISUALIZAÇÃO DE UMA SEÇÃO SÍSMICA HORIZONTAL, APRESENTANDO UM SISTEMA DE FALHAS POLIGONAIS.....	81
FIGURA 59 – SECÇÃO HORIZONTAL (<i>TIME SLICE</i> Z= - 1700) E VERTICAIS(INLINE 332 E XLINE 874) VISUALIZANDO CORPOS SALINOS NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.	82
FIGURA 60 –VISUALIZAÇÃO DE POCKMARKS EM SECÇÃO HORIZONTAL Z=-564.....	83
FIGURA 61 –VISUALIZAÇÃO DE CHAMINÉ DE GÁS INLINE 689.	84
FIGURA 62 – VISUALIZAÇÃO DE CHAMINÉ DE GÁS NA SECÇÃO HORIZONTAL	84
FIGURA 63 – VISUALIZAÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DE HIDROCARBONETOS, <i>INLINE</i> 690, IDENTIFICADO NO BLOCO DE DADOS SÍSMICOS EM ESTUDO NO ÂMBITO DESTE TRABALHO.	85

FIGURA 64 – SECÇÕES HORIZONTAIS (TIME SLICE) $Z = -560$ DE: (A) ENVELOPE; (B) FREQUÊNCIA INSTANTÂNEA; (C) IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA NO ÂMBITO DESTE TRABALHO E (D) VARIÂNCIA.....	87
FIGURA 65 – SECÇÃO HORIZONTAL $Z = -568$ DE ENVELOPE;	88

Índice de equações

I - (Eq.1).....	46
II - (Eq.2).....	47
III - (Eq.3).....	74
IV - (Eq.4)	75

1 Introdução

1.1 Natureza e âmbito deste trabalho

O presente trabalho insere-se na unidade curricular Projecto/Dissertação do 2º ano do Mestrado em Engenharia Geológica-Recursos Geológicos, do Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro. Para a sua realização, procedeu-se à interpretação sísmo-estratigráfica e estrutural de um cubo de dados de reflexão sísmica 3D adquiridos no Bloco F3, localizado na Margem Holandesa do Mar do Norte, com vista à caracterização dos reservatórios de hidrocarbonetos. Este trabalho foi realizado no Laboratório de reflexão sísmica 3D do Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro, sob orientação do Prof. Doutor Luis Menezes Pinheiro. Para a interpretação sísmo-estratigráfica, caracterização do reservatório de hidrocarbonetos e identificação dos reservatórios, foi utilizado o *software Petrel* 2013 da companhia de serviços para a indústria petrolífera, *Schlumberger*.

1.2 Objectivos

1.2.1 Objectivo Geral

O principal objectivo deste trabalho é a caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos no Bloco F3, localizado na parte Sul do Mar do Norte no Quadrante F da parte *Norte* do *offshore* holandês.

1.2.2 Objectivos Específicos

Com este caso de estudo, para além de uma familiarização com os procedimentos e metodologias adotados na utilização do *software* pela indústria petrolífera na prospeção de hidrocarbonetos, pretende-se ainda:

- Interpretar as principais unidades sísmo-estratigráficas e as falhas mais importantes do bloco sísmico 3D;
- Criar um modelo estrutural para a área em estudo;
- Construir mapas estruturais para os horizontes principais (em TWT)

1.3 Localização da área de estudo

O Bloco F3 localiza-se na parte *Sul* do Mar do Norte, no Quadrante F da parte *Norte* do *offshore* Holandês (Figura 1), com coordenadas aproximadas N 54°52'0.86" / E 4°48'47.07" e encontra-se a aproximadamente 180 km da costa Holandesa (Katata, 2013).

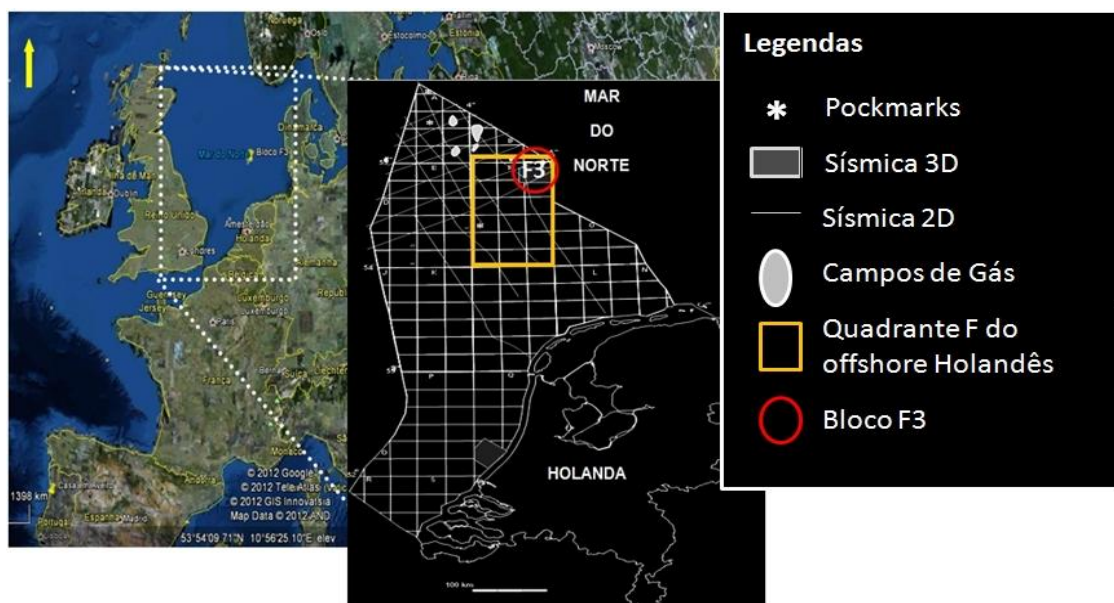


Figura 1 – Localização geográfica da área de estudo, no Offshore Holandês, onde se vêm os diferentes Quadrantes e Blocos licenciados, assim como a localização de algumas linhas sísmicas 2D e blocos 3D, campos de gás e pockmarks (modificado de Schroot *et al.*, 2003 in Katata, 2013).

1.4 Dados utilizados e metodologia

Para responder aos objectivos traçados, foi interpretado um bloco de dados sísmicos 3D, com aproximadamente 384 km² (Figura 2) e que engloba uma pequena parte dos blocos F2, F5 e F6 (Figura 1), pertencente à empresa de desenvolvimento de *software* e prestadora de serviços na área de sísmica de exploração, dGB Earth Sciences B.V., e ao TNO (*Netherlands Organization for Applied Scientific Research*). Para a interpretação dos dados sísmicos foi utilizado o *software* *Petrel* da companhia *Schlumberger*.

As informações dos poços perfurados na área não foram aplicadas na amarração dos principais horizontes estratigráficos. Deve-se mencionar que a sísmica tridimensional (3D) e bidimensional (2D) encontram-se processadas em tempo (PSTM).

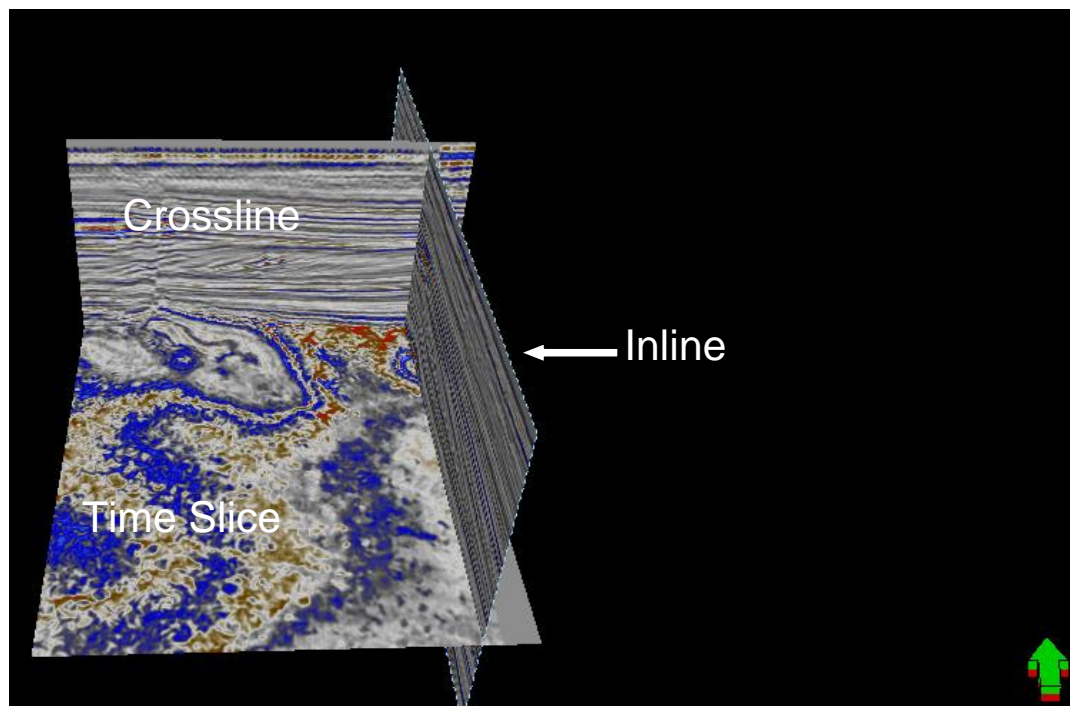


Figura 2 – Bloco sísmico 3D estudado neste trabalho (Bloco F3) representado por 3 seções sísmicas perpendiculares.

A metodologia usada para a elaboração do presente trabalho foi a seguinte:

- A primeira etapa consistiu em pesquisas bibliográficas, análise de relatórios, livros, publicações e anteriores teses de mestrado que tratam de aspectos inerentes ao presente trabalho.

A segunda etapa consistiu na interpretação dos dados de reflexão sísmica 3D, com a identificação das maiores descontinuidades regionais que marcam as principais unidades sismo-estratigráficas e a correlação espacial das principais falhas e a criação de um modelo estrutural do reservatório. Para a sua realização foram seguidos sequencialmente os seguintes passos: Importação de dados da sísmica 3D; Visualização dos dados em 3D; Interpretação dos principais horizontes e falhas no bloco sísmico 3D; Construção de mapa estrutural; Cálculo de Atributos.

1.5 Estrutura da dissertação

Este trabalho de pesquisa é composto por seis (6) capítulos abaixo apresentados:

O primeiro capítulo é composto pela Introdução. Neste capítulo abordam-se a natureza e âmbito deste trabalho, os objectivos (gerais e específicos), a localização da área de estudo, os dados e a metodologia adoptada. Este capítulo termina com esta descrição da estrutura dissertação.

No segundo capítulo é abordado o contexto geológico do Bloco F3. Neste capítulo apresentam-se modelos de ambientes deposicionais existentes e descrevem-se os principais grupos e formações para os sistemas petrolíferos do Bloco F3.

No terceiro capítulo é abordado conceito de Sistema Petrolífero. Neste capítulo houve uma revisão de conceitos relacionados com origem do petróleo, rochas geradora, sua migração, rocha reservatório, armadilhas e Sincronismo.

No quarto capítulo apresentam-se algumas considerações teóricas sobre: a *reflexão sísmica na prospeção de hidrocarbonetos*. Neste capítulo apresenta-se uma introdução ao método sísmico, descreve-se a sua importância na prospeção de hidrocarbonetos e indica-se o que se pode obter com a interpretação em seções sísmicas.

O quinto capítulo é composto pela *Caracterização do Reservatório de Hidrocarbonetos do Bloco F3 num Bloco Sísmico 3D*. Neste capítulo encontra-se a descrição detalhada da metodologia que foi utilizada para a importação do conjunto de dados disponíveis no *software Petrel*. Explica-se como se pode iniciar um novo projecto, e descreve-se a importação dos dados de reflexão sísmica. De seguida, procede-se à identificação e cartografia dos principais horizontes e falhas, Construção de Mapas Estruturais, e por utilização de atributos sísmicos, posteriormente, foram analisados.

Finalmente, no capítulo 6 estão sumarizadas as principais conclusões deste trabalho.

2 O Campo Petrolífero do Bloco F3

2.1 Introdução ao Bloco F3

O Bloco F3 (Figura 3) situa-se na parte sul do Mar do Norte, no quadrante F da parte norte do *offshore* holandês. Cobre uma área aproximada de 384km² sendo esta ocupada em grande parte pelo campo F3, estando os seus principais reservatórios localizados no prolongamento sul do Graben Central em Formações de idade Carbonífera e de idade Jurássica.

Este campo encontra-se localizado no flanco sul do Graben Central holandês. O bloco extensional, onde se situa este campo petrolífero, é geralmente denominado por *Bloco de Falha*, com uma orientação preferencial de NW-SE.

As principais rochas geradoras de hidrocarbonetos, na parte holandesa da bacia do Mar do Norte do sul, são os leitos de carvão do Carbonífero Superior e a formação Posidonia Shale do Jurássico Inferior, contendo material sapropélico, quer de origem marinha quer terrestre, que acabam por dar origem a um querogénio do tipo II. Apresenta unidades sedimentares com estrutura deltaica composta por arenitos e argilitos. A porosidade média varia entre 20 e 30% e há evidência de carbonatos cimentados.

Do ponto de vista de concessões para a exploração de petróleo, o *offshore* holandês está dividido em 16 quadrantes classificados com letras (que vão de A a S, com exceção das letras C, H e I). Cada quadrante está subdividido em vários blocos (Figura 3). O número máximo de blocos depende da área total do quadrante, sendo no máximo de dezoito blocos.

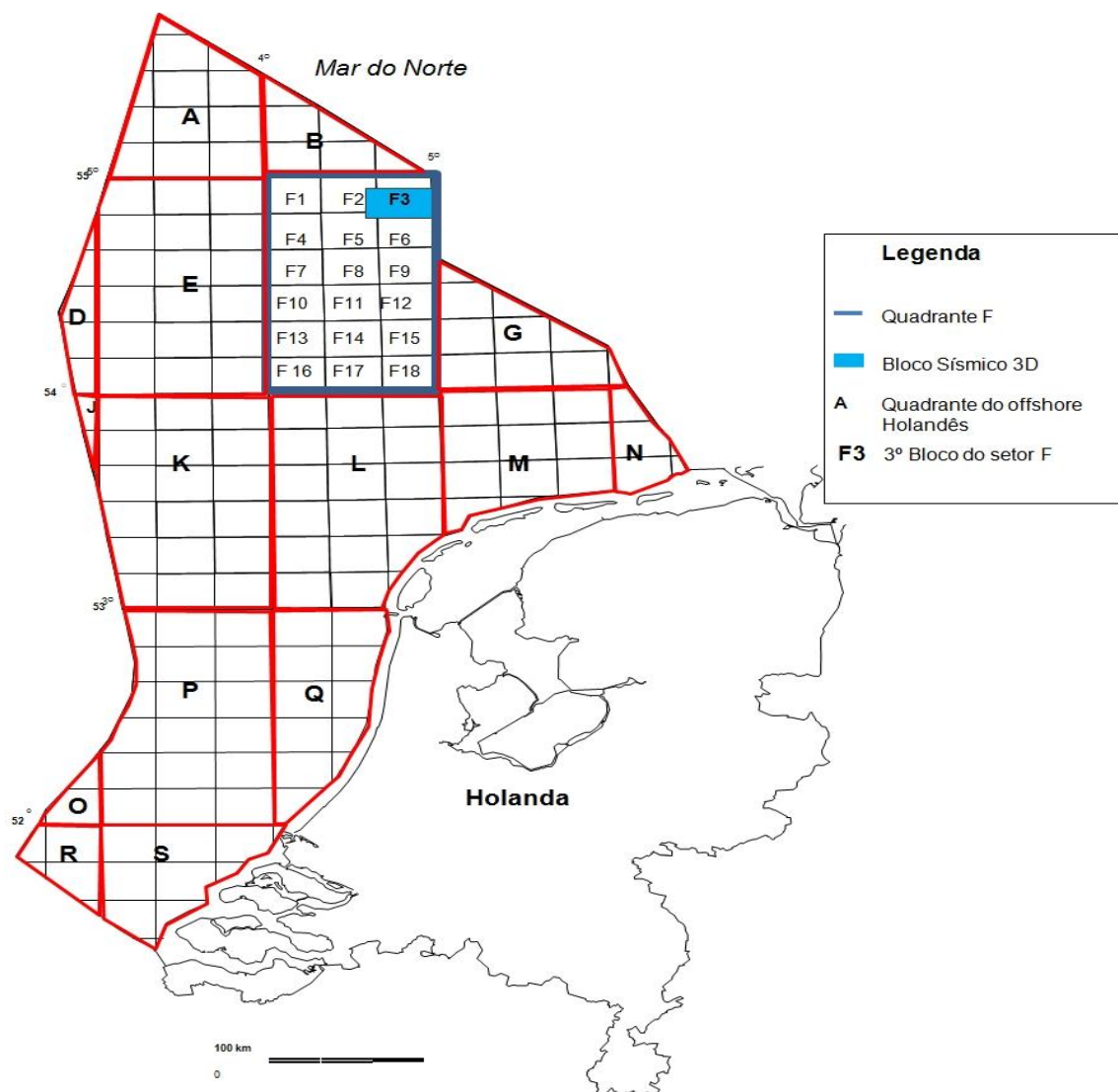


Figura 3 – Localização do Bloco F3 e divisão do *offshore* holandês em quadrantes. Adaptado de Schroot *et al.* (2003) e retirado de Katata (2013).

2.2. Enquadramento Geológico e Evolução Tectónica do Mar do Norte na Área em estudo

A evolução do Bloco F3 encontra-se intimamente ligada à formação e evolução das bacias sedimentares das margens continentais do Oceano Atlântico Norte, nomeadamente à formação do Mar do Norte na margem sudoeste da Holanda (Alves, 2011). Esta evolução constitui um bom exemplo da formação de uma bacia sedimentar numa margem passiva.

Segundo Glennie e Underhill (1998) citados por Alves (2011), estruturalmente, o Mar do Norte, assenta sobre um soco de idade Pré-Câmbrica, formada numa configuração de intraplaca. Os mesmos autores, salientam que durante a orogenia Caledónica (Silúrico Médio) deu-se a formação do Oceano de Iapetus (Figura 4) entre as placas da Laurentia, Báltica e Avalonia. A colisão continental destas placas durante a orogenia Varisca provocou o fecho do Iapetus e a formação do supercontinente Pangea (Carbonífero superior e Pérmico). Para Glennie e Underhill (1998) e Alves (2011), este período culminou na criação de uma cadeia montanhosa que se estendeu desde Espanha, passando pela Bretanha, Alemanha até à actual Polónia, causando o fecho do oceano Proto-Tethys (também denominado de Rheic, um oceano Paleozóico situado entre o Gondwana, a Sul, e os microcontinentes Avalonia e Báltica a Norte) (Alves, 2011).

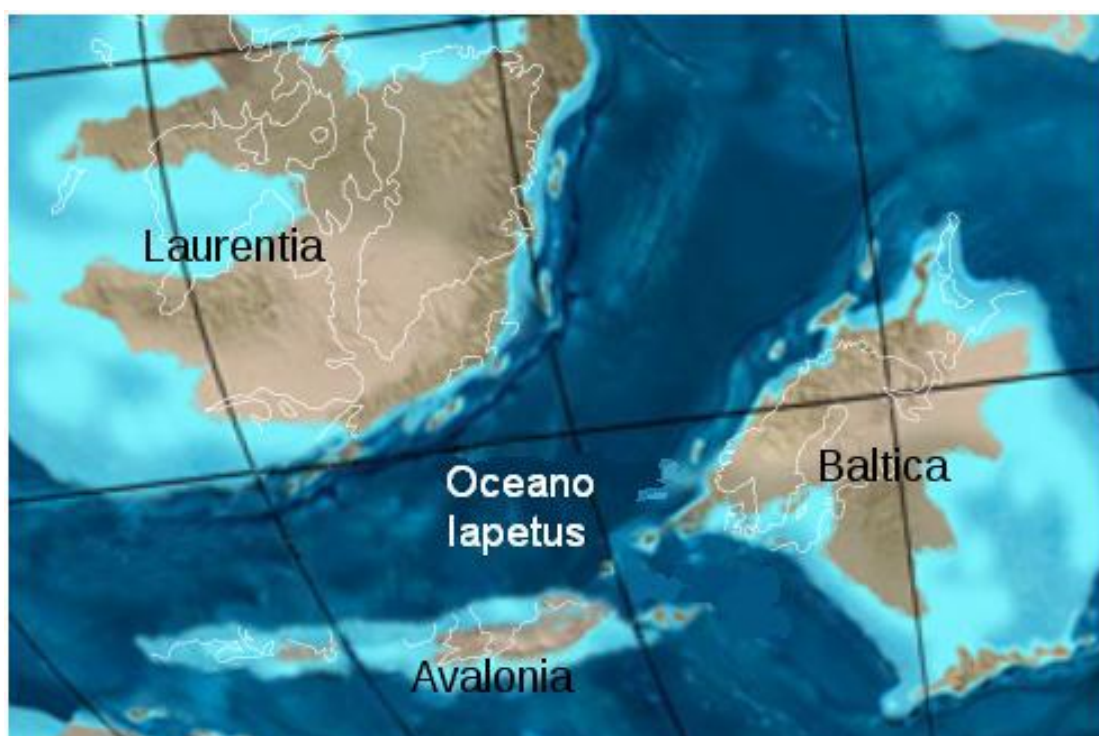


Figura 4 - Colisão dos continentes Avalonia, Laurentia e Báltica há cerca de 460 milhões de anos atrás (Ordovícico médio-superior) e posterior fecho do Oceano Iapetus. As linhas brancas representam as actuais linhas de costa (en.wikipedia.org; retirado de Alves, 2011)

A Bacia do Mar do Norte, na qual está inserida a área de estudo, resultou da atividade da tectónica de placas, com a abertura do oceano Atlântico Norte e

consequente divisão do supercontinente Pangea. Segundo Ziegler (1990), Com o rompimento do Pangea a área do Mar do Norte foi o local de uma zona de colisão de placas do tipo triplo (Figura 5) durante a Orogenia Caledônica. Quatro fases de grandes eventos tectônicos parecem ter influenciado esta área.

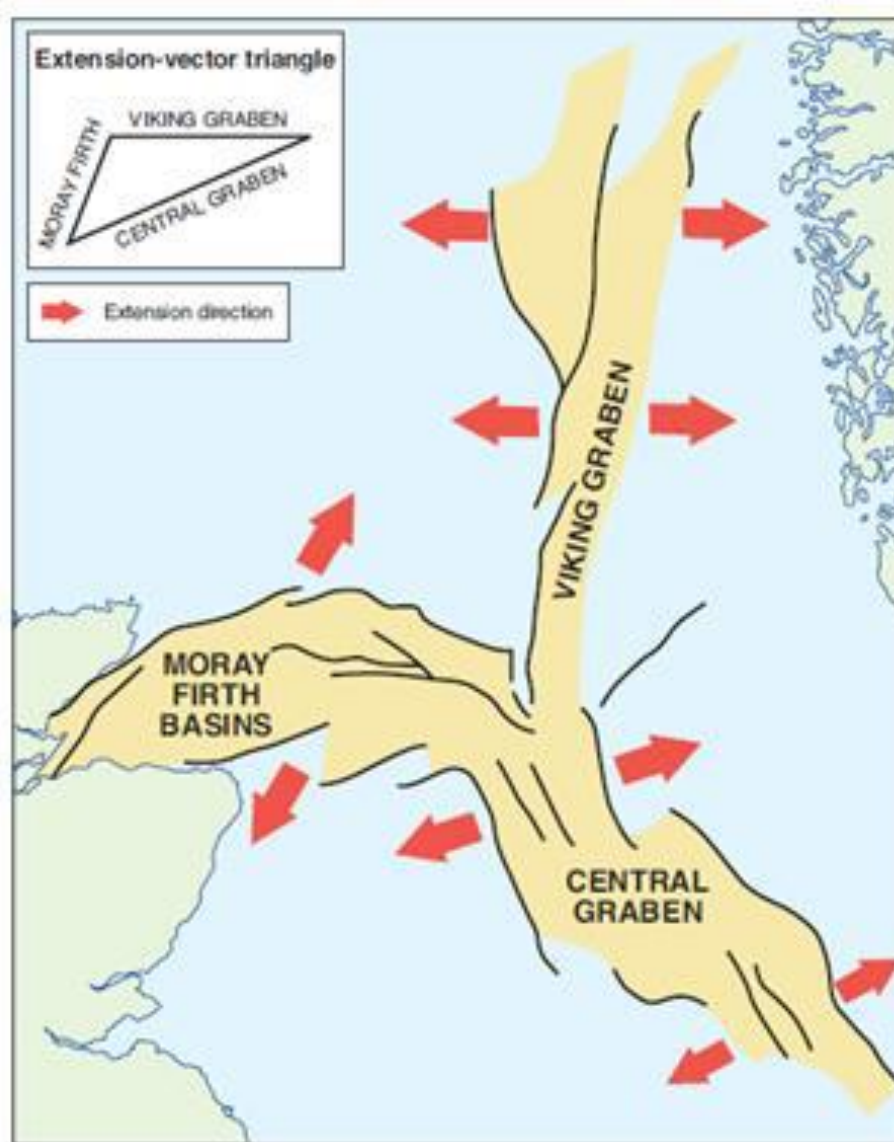


Figura 5 -Triplo sistema de rift no Mar do Norte, as setas vermelhas representam as direções de extensão (adaptado por Evans, Graham et al. 2003 citado por Sajjad, 2013).

A primeira fase, de idade Jurássico superior, que segundo Dias (2000) citado por Alves (2011) corresponde à divisão do supercontinente Pangea em Laurásia (a

Norte) e o Gondwana (a Sul), tendo resultado na formação do actual Oceano Atlântico Central (Figura 6 e Figura 7). Nesta fase, aquando da abertura do Oceano Atlântico Central surgiu um *uplift* de um domo térmico no Mar do Norte Central devido ao desenvolvimento de uma pluma térmica que levou a uma generalizada erosão nesta área, vulcanismo e subsequente desenvolvimento de um sistema de *rift* triplo (Figura 5) (Ziegler 1990; Underhill & Partington, 1993; Glennie e Underhill, 1998; Alves, 2011)

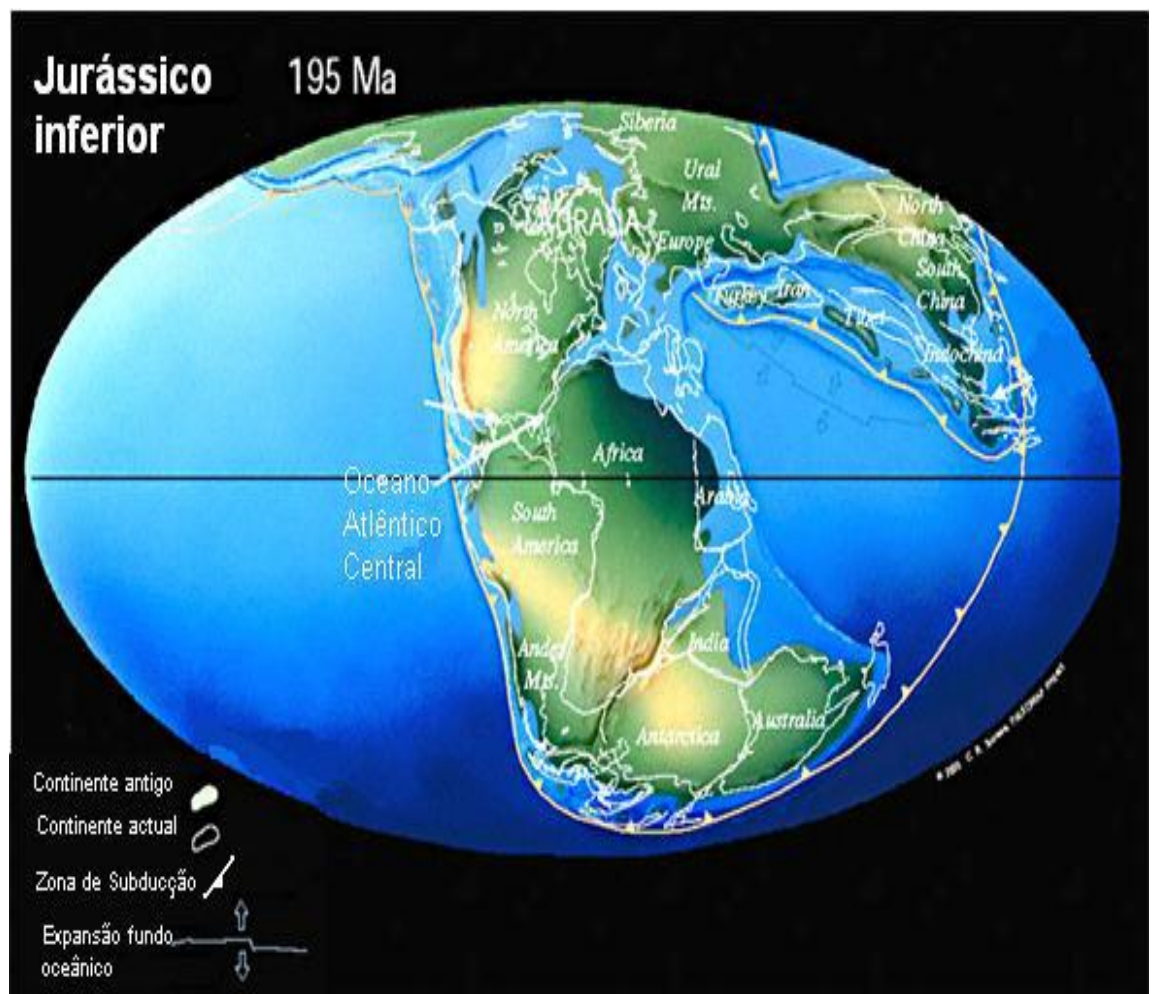


Figura 6 - Separação da Laurásia a Norte do Gondwana a Sul e início da abertura do Atlântico Central no Jurássico Inferior (www.scotese.com retirado de Alves, 2011).

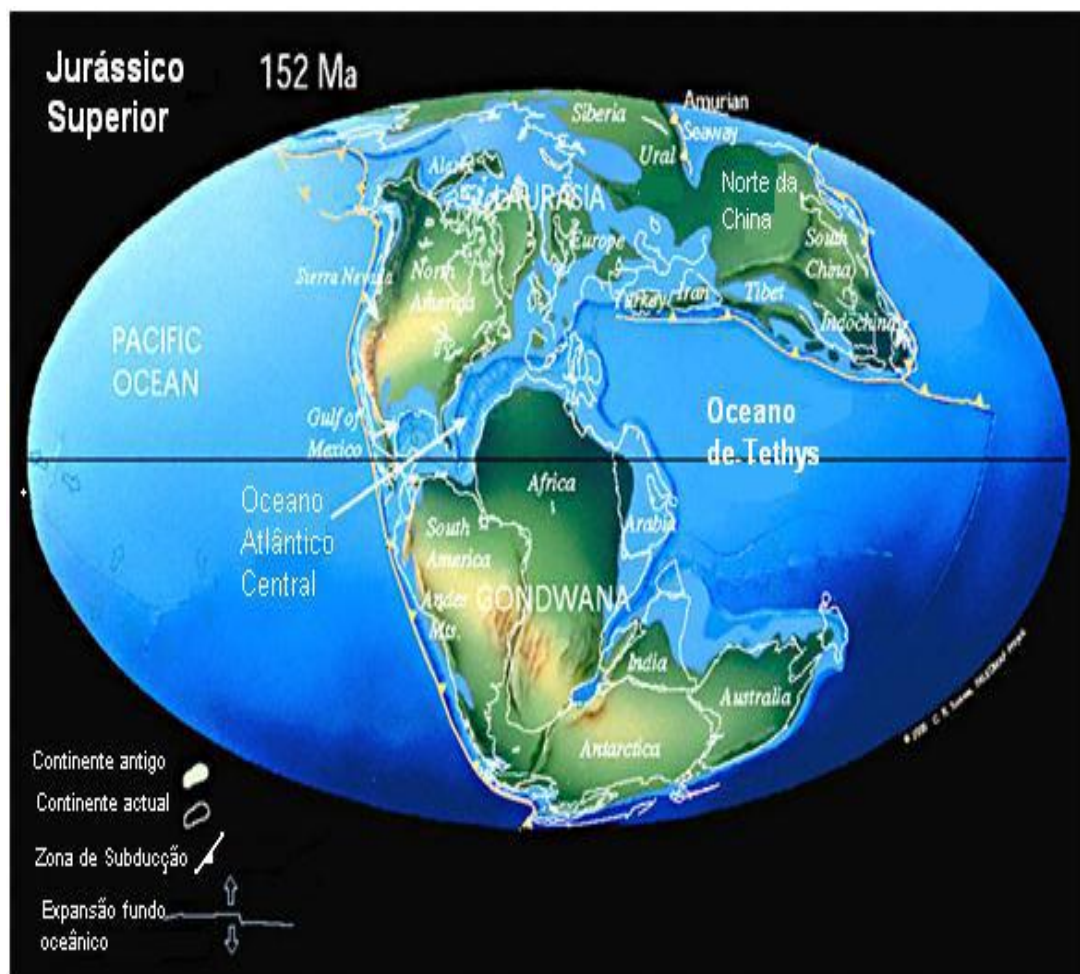


Figura 7 - No Jurássico superior, o Oceano Atlântico Central apenas separava a América do Norte da África (www.scotese.com retirado de Alves, 2011).

Segundo Dias (2000) citado por Alves (2011), há cerca de 140 milhões de anos, o Mar do Norte sofre a segunda fase de *rifting* tendo esta acontecido durante o Cretácico Inferior. Segundo estes autores, nesta fase, dá-se a definitiva separação das placas da América do Sul e de África, originando o Atlântico Sul. Afirmam ainda que a abertura do Oceano Atlântico deu-se de Sul para Norte, de forma assíncrona e daí o Atlântico Sul apresentar uma maior largura quando comparado com a porção correspondente ao Atlântico Norte. Durante o Cretácico Superior (Figura 8) ocorre também a terceira fase de *rifting*, que promove a divisão da Laurásia, correspondendo à separação da América do Norte e da Europa e o início da formação do actual Oceano Atlântico Norte (Alves, 2011).

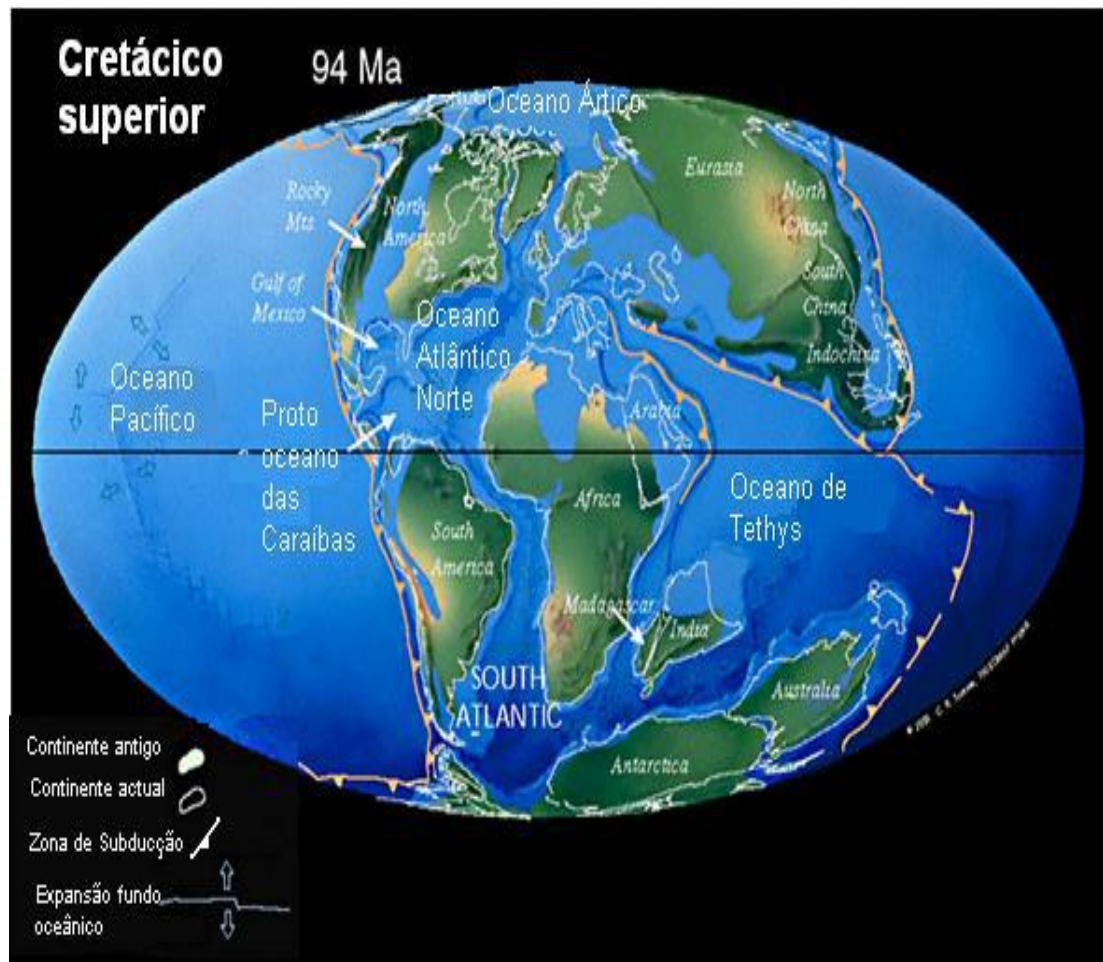


Figura 8 - Abertura definitiva do Oceano Atlântico a Sul. É neste período que se inicia a separação da América do Norte e da Europa, que até então continuavam ligadas. (www.scotese.com retirado de Alves, 2011).

O fim do estágio de *rift* durante o Cenozóico, há cerca de 55 milhões de anos durante o Eocénico é caracterizado com a separação definitiva da América do Norte e Gronelândia da Europa e consequente formação do Atlântico Norte que já se tinha iniciado no final da terceira fase de *rifting* (Dias, 2000 citado por Alves 2011). Após esta última fase de *rifting*, seguiu-se um importante período de subsidência térmica durante o Mesozóico e o Cenozóico, com a formação da bacia sedimentar intracratónica do Mar do Norte (Ziegler e van Hoorn, 1989; Alves 2011).

Esta bacia sedimentar Intracratónica do Mar do Norte é controlada por dois importantes elementos estruturais: a Crista do Mar do Norte Médio (MNSH-*Mid-North Sea High*) e o *Rift* Médio (*Median Rift*). A Crista do Mar do Norte Médio divide

o Mar do Norte em duas partes: as bacias *norte* do Mar do Norte e as bacias *sul* do Mar do Norte (Selley, 1983).

Como referido anteriormente, as fases da formação da bacia no Bloco F3 ocorreram durante a maior parte do Mesozóico, com uma fase de subsidência *pós-rift* durante o Cenozóico seguida da fase de *rifting* que teve o seu início durante o Triássico e tendo atingido o seu ponto mais alto durante o Jurássico e o Cretácico inferior, com várias fases tectónicas extensionais durante o Kimmeridgiano, relacionadas com a abertura do Oceano Atlântico (Figura 9) (Schroot *et al.*, 2003).

A cada uma destas fases está associada uma litologia particular, estando as mesmas separadas entre si por importantes discordâncias. A fase *pré-rift* ou *syn-rift* está associada a blocos de falhas inclinados, constituídos por rochas que se depositaram na fase de extensão máxima e durante a fase de *rifting*, período durante o qual o processo de deposição no Graben do Mar do Norte mudou de progradante a sistema deposicional convencional. A grande variação da espessura, litologia e qualidade do reservatório devem-se aos sedimentos depositados em locais adjacentes aos blocos de falhas durante a fase de *rifting*, constituídos por conglomerados e arenitos de grãos grosseiros (Gautier, 2005 citado por Katata 2013).

Segundo Sha (1991) citado por Schroot *et al.* (2003), a última fase de movimentação tectónica regional registou-se durante Miocénico médio com uma profundidade entre 1000 a 1500 metros abaixo do fundo do mar, dando assim, origem a discordâncias. No Miocénico superior formou-se um complexo sistema de deltas com depósitos pro-delta associados, envolvidos gradualmente num grande delta fluvial e numa planície aluvial que prograda a partir de Este, sobre a discordância do Miocénico médio. Estas unidades litológicas, em forma de cunha, representam material proveniente do sistema de rios do Báltico, constituídas principalmente por quartzo-arenitos grosseiros e cascalhos a Este, tornando-se cada vez mais finos na direção Oeste, próximo do Graben Central (Katata, 2013).

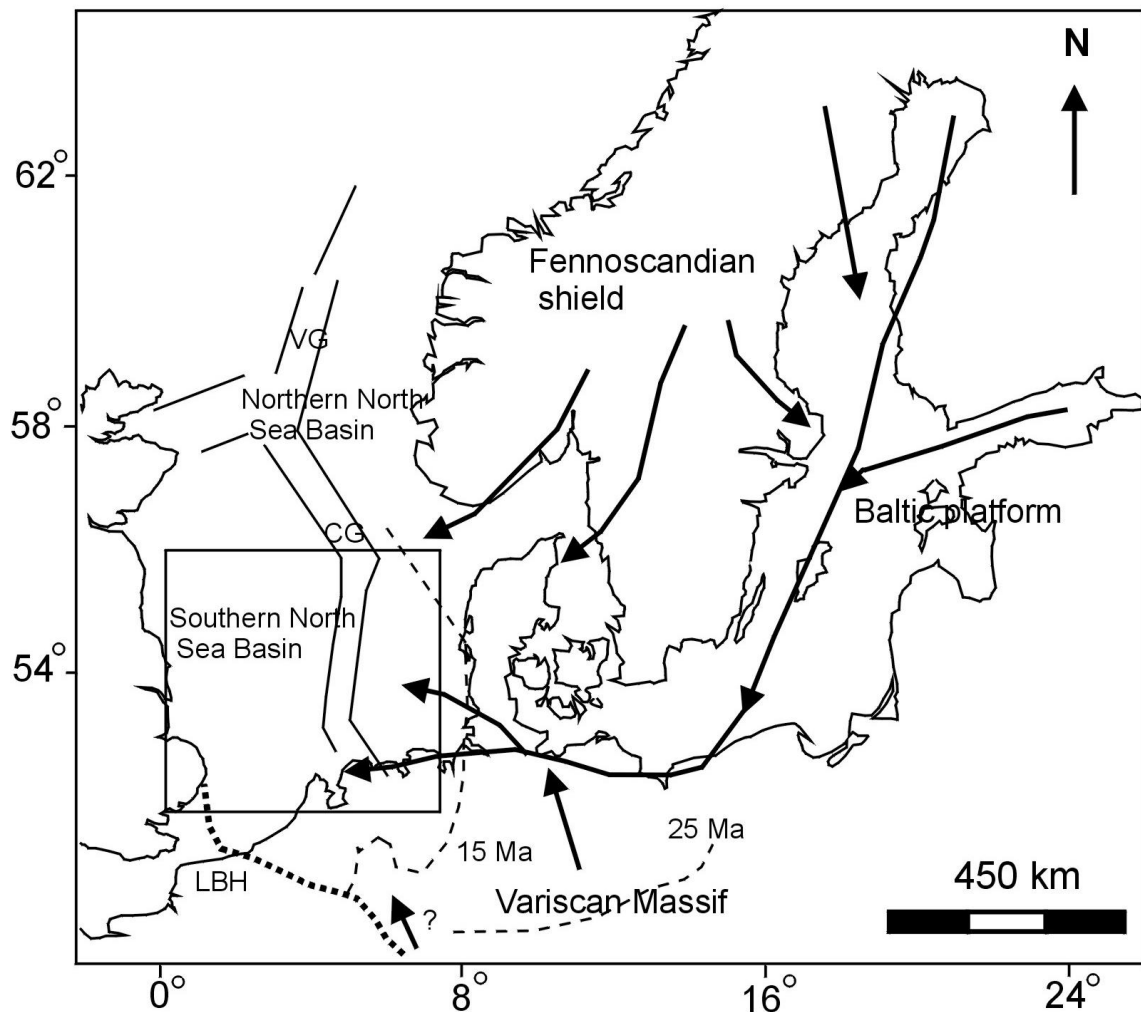


Figura 9 - Noroeste Europeu. Bacia sedimentar mostrando orientação da deposição fluviodeltáicas e linhas de costa à 25 Ma e 15 Ma, adaptado por Cartwright (1995), Ziegler (1990); Vinken (1988) e Bijlsma, (1981); a inserção indica o estudo da área. LBH = London-Brabant alta, CG = Graben Central, VG = Viking Graben.

2.3 Principais Grupos Sedimentares no Graben Central

De acordo com o corte geológico perpendicular das estruturas do Mar de Norte (Figura 10), pode afirmar-se que as estruturas do *Rift* Médio sobre o Graben Central Holandês na direção B-B', é representado por diferentes grupos sedimentares formados desde a época anterior à deposição do sal do Zechstein, estrutura que corresponde a um complexo de evaporitos e rochas carbonatadas do

Pérmico Inferior subjacente à uma grande parte do Mar do Norte e noroeste da Europa (Glennie, 1998 citado por Katata, 2013), o Pré-Zechstein (Carbonífero) até ao Cenozóico (Super Grupo Mar do Norte), perfazendo um total de nove grupos sedimentares sob o Graben Central. Estes grupos são: os Grupos Rotliegend Inferior e Superior, o Grupo Zechstein, os Grupos Germânicos do Triásico Inferior e Superior, o Grupo Alena, os Grupos Schieland, Scruff e Niedersachsen, o Grupo Rijnland, o Grupo Chalk, os Grupos do Mar do Norte Inferior e Médio, e o Grupo Mar do Norte Superior (Figura 10) (Katata, 2013).

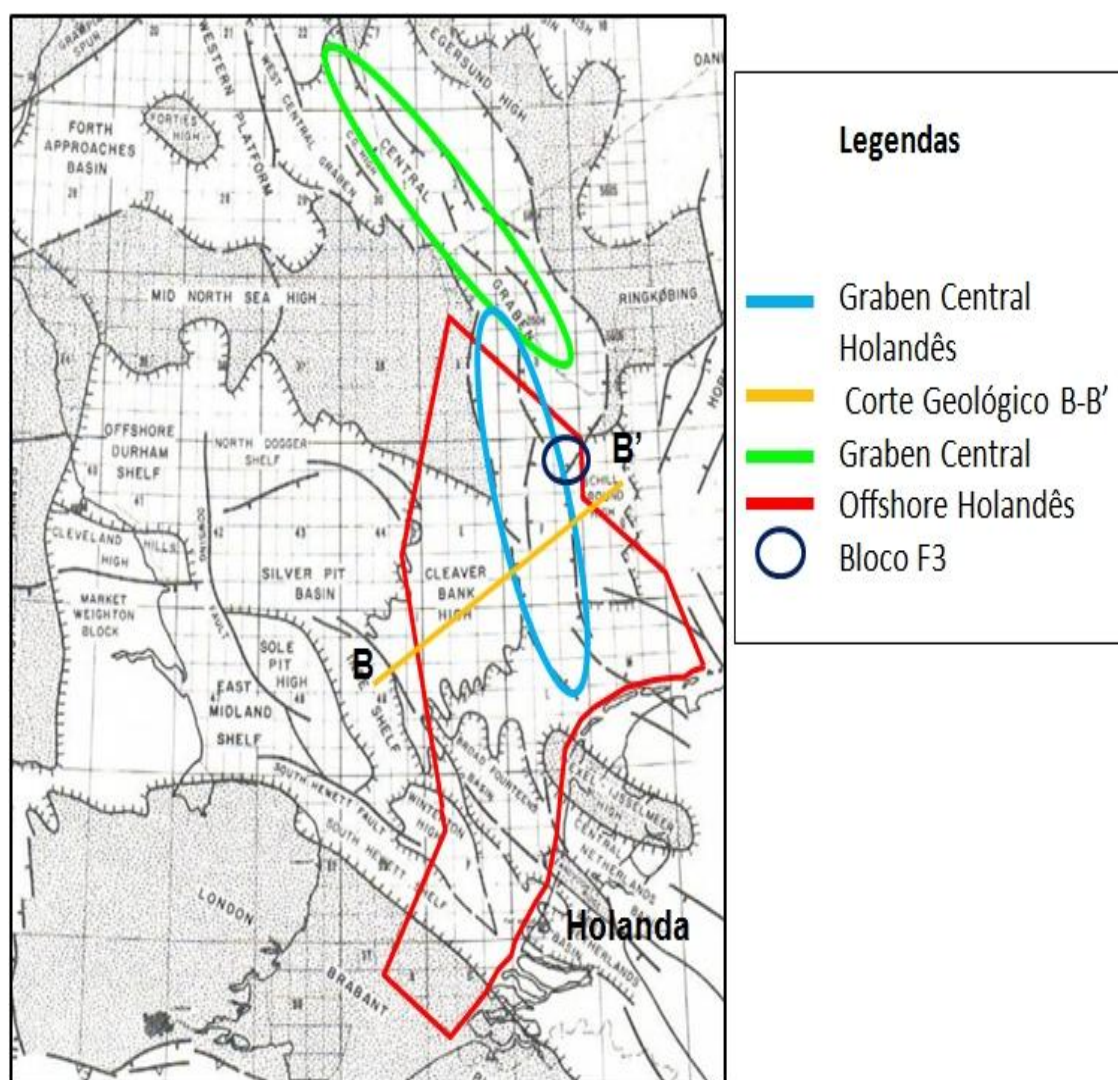


Figura 10 – Visualização das principais estruturas geológicas do Mar do Norte numa área muito próxima ao local em estudo, onde se pode ver a direção do corte geológico B-B' (ver Figura 11) (modificado de Glennie, 1998 retirado de Katata, 2013).

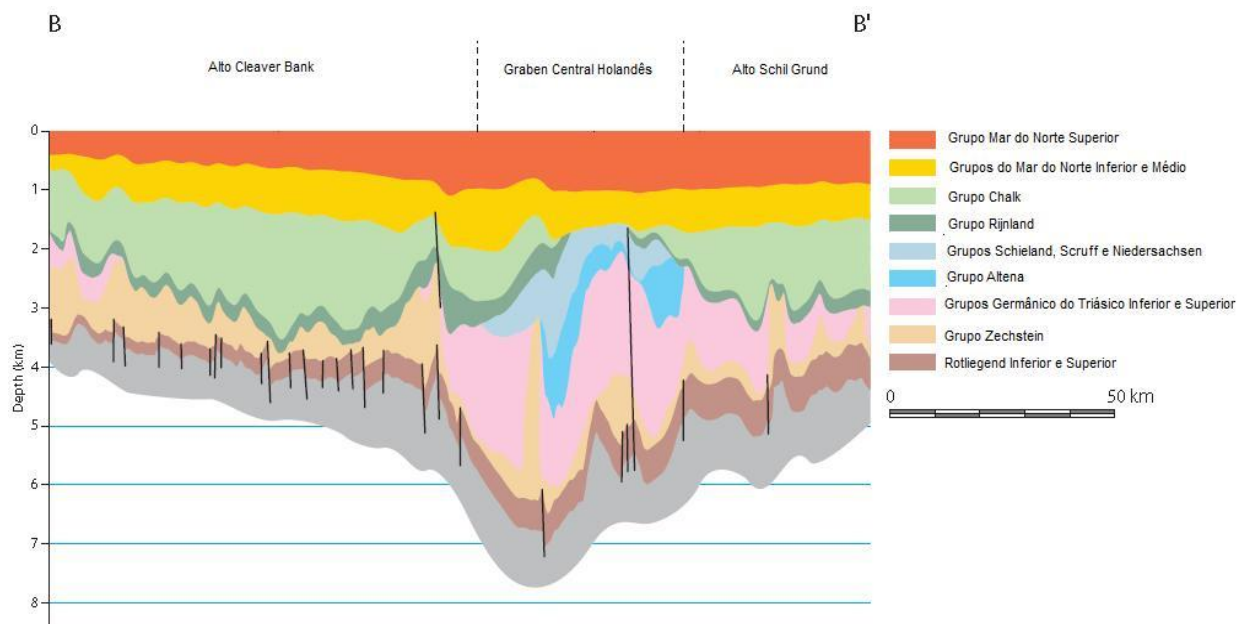


Figura 11 – Corte geológico do perfil B - B' na direção NE – SW que atravessa o Graben Central Holandês e áreas circundantes (modificado de Duin, 2006, retirado de Katata, 2013).

2.2.1 Pré – Zechstein (Carbonífero)

Segundo Duin (2006), no Carbonífero inferior os sedimentos apenas são conhecidos a partir de alguns poços. Estes sedimentos deram origem a litologias tais como calcários negros encontrados na parte sul do *offshore* e *onshore* enquanto na parte norte as rochas são de origem clástica. No Carbonífero Superior estão distribuídos no subsolo holandês materiais que se depositaram durante ao andares Namuriano, Vestefaliano e Estefaniano (Boogaert & Kouwe, 1993 – 1997 citado por Duin 2006; Katata, 2013).

No Carbónico, devido à profundidade a que ocorre, a sua espessura e estratigrafia não são conhecidas em detalhe. Os seus subgrupos estão bem documentados na maior parte da Holanda uma vez que constituem a maior parte dos campos de exploração de gás (Mijnlieff, 2005; Duin, 2006; Katata 2013).

As formações carboníferas constituem uma unidade fundamental na geologia petrolífera do Mar do Norte porque armazenam grandes quantidades de carvão e argilitos carbonatados que atuam como rochas geradoras (Figura 12). Esta unidade é a principal responsável pela formação de novos reservatórios de gás no Mar do Norte, possuindo também importantes corpos areníticos, que funcionam como reservatórios carboníferos de óleo e gás provenientes de rochas geradoras mesozóicas do Mar do Norte (Duin, 2006; Katata 2013).

No geral, os depósitos desta formação estão cobertos pelos sedimentos dos grupos Rotliegend Superior e Zechstein do Pérmico Médio e Superior, discordantes sobre o grupo Rijnland do Cretácico inferior e sobre o grupo Chalk a Sul da Holanda (Duin, 2006; Katata, 2013) (Figura 13).

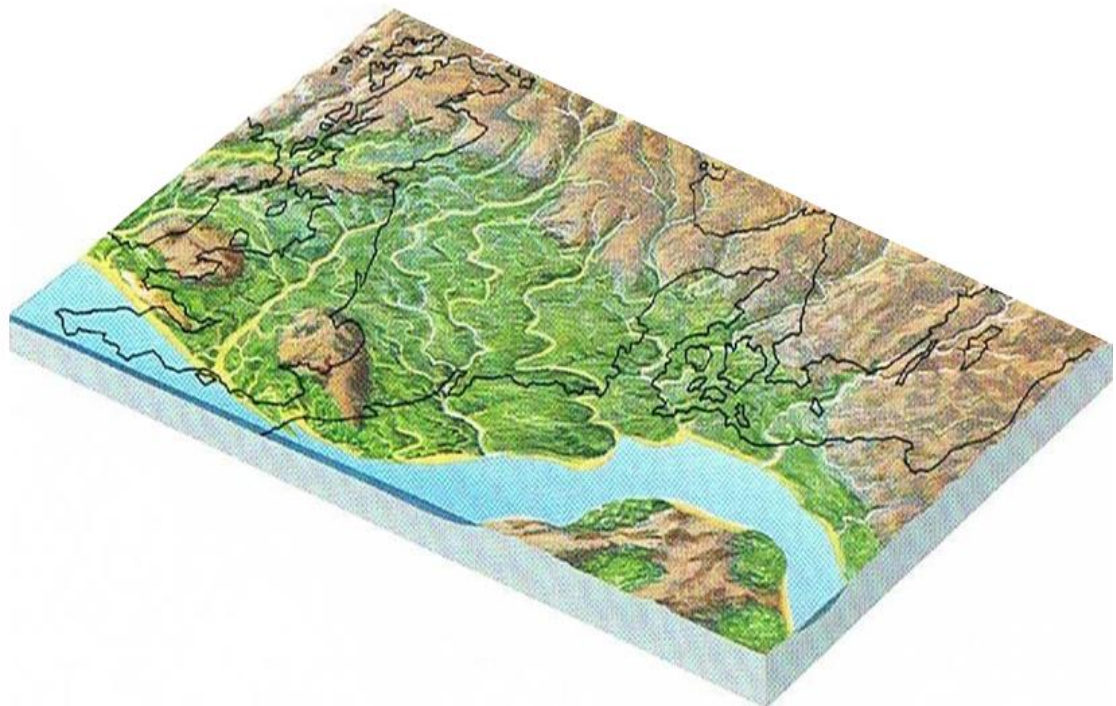


Figura 12 – Floresta pantanosa do Carbónico Superior, há 300 milhões de anos; nela encontram-se as mais importantes rochas geradoras de hidrocarbonetos do Mar do Norte (*in* Britain's Offshore Oil and Gas – North Sea. Natural gas deposits and petroleum deposits; Katata 2013).

2.2.2 Rotliegend Inferior e Superior (Pérmico Inferior e Médio)

Esta formação teve a deposição dos seus sedimentos após a ocorrência da tectónica transpressional da orogenia Varísca. Esta bacia é definida pela ocorrência de depósitos do Rotliegend e Zechstein no alto da parte Média do Mar do Norte (MNSH – *Mid North Sea Hight*) (Figura 22), com uma variação de idades compreendida entre o Carbonífero superior e o Pérmico. Este grupo, possui mais de 900 metros de espessura máxima no Bloco G do *offshore* holandês (Geluk, 2005; Duin, 2006; Katata, 2013).

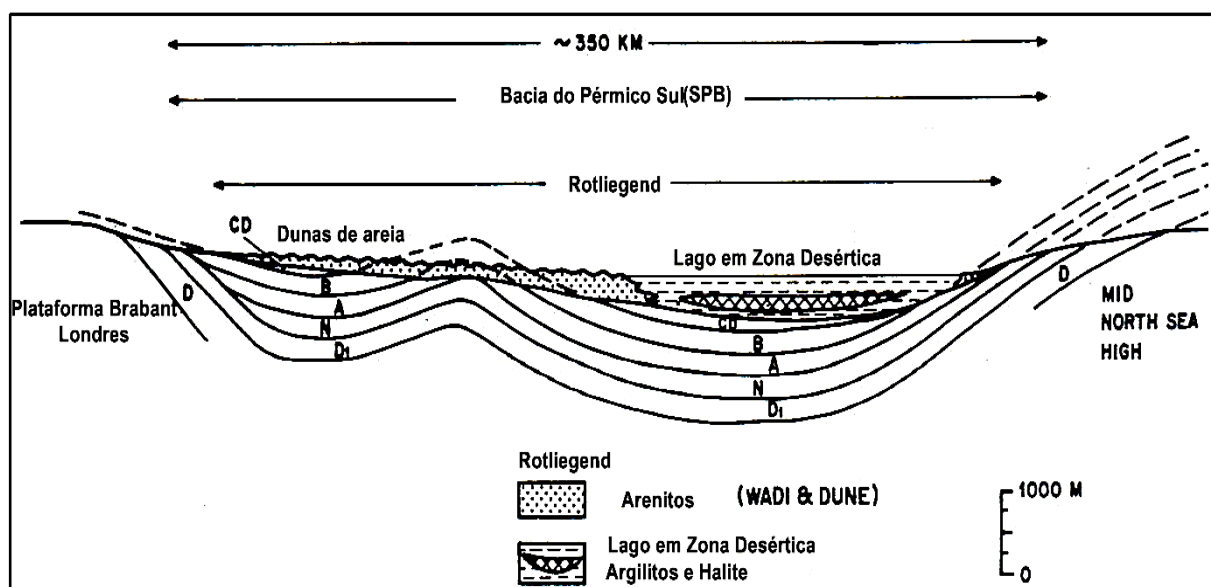


Figura 13 – Secção transversal que mostra a relação entre a bacia sedimentar Rotliegend e os estratos pré – Pérmico erodidos; (D – Devoniano, D1 – Dinantian, N – Namuriano, A – Vestefaliano A, B – Vestefaliano B, CD – Vestefaliano C-D (adaptado por Glennie, 1998; Katata 2013).

A parte inferior da Formação Rotliegend (Figura 14) é caracterizada pela ocorrência predominante de rochas vulcânicas e sequências sedimentares

depositadas principalmente em ambiente fluvial e lacustre, num clima que varia entre húmido a semi-árido com ligeira atividade eólica (Figura 15) (Duin, 2006; Katata; 2013).

A formação superior do Rotliegend apresenta diferentes fácies associadas, que foram interpretadas como produtos de deposição em ambientes fluvial, eólico, sabkha¹ (Warren, 1989 & Brier, 2000, citados por Goudie, 2004) e lacustre (Glennie, 1972; Marie, 1075; George & Berry, 1993, 1994, citados por Glennie, 1998; Katata, 2013).



Figura 14 – Deserto do Pérmico, há 270 milhões de anos. Locais onde existiam lagos, atualmente correspondem aos reservatórios da Formação de Rotliegend no Mar do Norte (adaptado por *Britain's Offshore Oil and Gas – North Sea. Natural gas deposits and petroleum deposits*, sem data de publicação; retirado de Katata).

¹ Estruturas que se desenvolvem em zonas costeiras com a formação de evaporitos nas zonas capilares acima do lençol freático de águas salgadas

Durante o Pérmico Médio e Superior, teve lugar a subsidência da parte central da Bacia do Pérmico a Sul (SPB - *South Permian Basin*). Neste período, a subsidência ocorreu conjuntamente com os movimentos precursores para a formação da Bacia *Broad Fourteens* (BFB) e da Bacia Central Holandesa (CNB – *Central Netherland Basin*) (Figura 15). A Bacia do Pérmico, a Sul, tem uma direção WNW – ESE, a Norte do Maciço de *Brabant* (BM) (Duin, 2006). A ausência de depósitos do Rotliegend nesta bacia, assim como nos Altos *Texel – IJsselmeer* (TIJH) e *Winterton* (WH), é resultado da erosão ocorrida durante o Jurássico; no entanto, foi também verificado, por Rijkers e Geluk (1993), que o Alto *Texel – IJsselmeer* constituiu uma estrutura elevada durante o Pérmico, dado o desenvolvimento da espessura e a mudança de fácies sedimentares dos grupos Rotliegend e Zechstein à sua volta (Duin, 2006; Katata 2013).

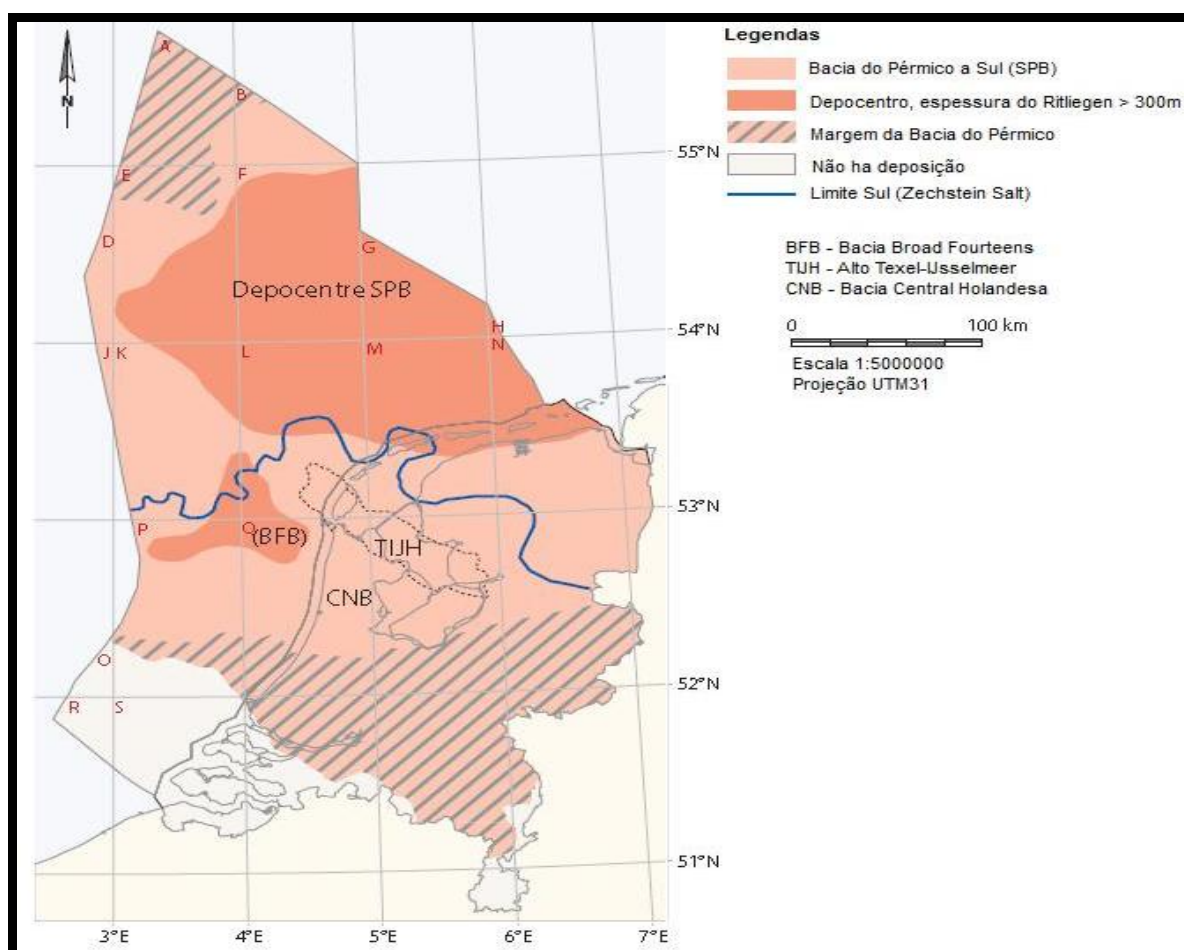


Figura 15 – Estruturas do Pérmico Superior (Modificado por Duin, 2006; retirado de Katata 2013).

2.2.3 Grupo Zechstein (Pérmico Superior)

O grupo Zechstein é um complexo de evaporitos e rochas carbonatadas do Pérmico Superior (Davison *et al.*, 2000).

A distribuição espacial deste grupo coincide majoritariamente com a ocorrência de sedimentos da formação do grupo Rotliegend Superior. A ocorrência mais ao sul de sedimentos nesta formação define a margem Sul da Bacia do Pérmico do Sul. Atualmente, este grupo atinge cerca de 700 metros de profundidade da base na parte Sudeste da Holanda e mais de 5000 metros abaixo do nível normal de Amsterdão (*Normaal Amsterdams Peil* – NAP) nas Bacias *Broad Fourteens* (BFB) e *West Netherlands*, e no Graben Central Holandês (*Dutch Central Graben*-DCG). Essas bacias são as que sofreram subsidência durante o Kimmeridgiano inferior e superior. A espessura do grupo Zechstein na bacia a norte aumenta gradualmente mais de 900 metros nas plataformas do Jurássico Superior à medida que nos dirigimos para Norte (Duin, 2006; Katata 2013).

A Norte do *offshore* holandês, o grupo Zechstein é caracterizado pela ocorrência generalizada de estruturas de sal com espessuras superiores a 1300 metros (Duin, 2006). Em áreas tectonicamente ativas, a espessura deposicional original é afetada por halocinese, processo que também afeta o Graben Central Holandês. A ausência de depósitos do Zechstein no Kimmeridgiano, nas grandes províncias de sal do Norte, é o resultado da forte elevação e erosão verificadas durante esta época (Duin, 2006). No Graben Central Holandês o sal do Zechstein está ausente devido ao movimento do sal, pelo que as suas secções nesta área são preenchidas por carbonatos e anidrites residuais (Davison *et al.*, 2000 citado por Katata 2013).

A ausência do grupo Zechstein, no *Texel-IJsselmeer*, é devida a forte *uplift* durante o Kimmeridgiano médio e superior, seguida de posterior erosão (Rijkers & Geluk, 1994 citado por Duin 2006) e na parte sul da Holanda estão presentes depósitos finos do Zechstein compostos por carbonatos e anidrite residual devido ao desenvolvimento raso da bacia.

O Graben Central Holandês é caracterizado por ocorrência disseminada de estruturas de sal com espessuras locais de mais do que 1300 metros (Figura 16)

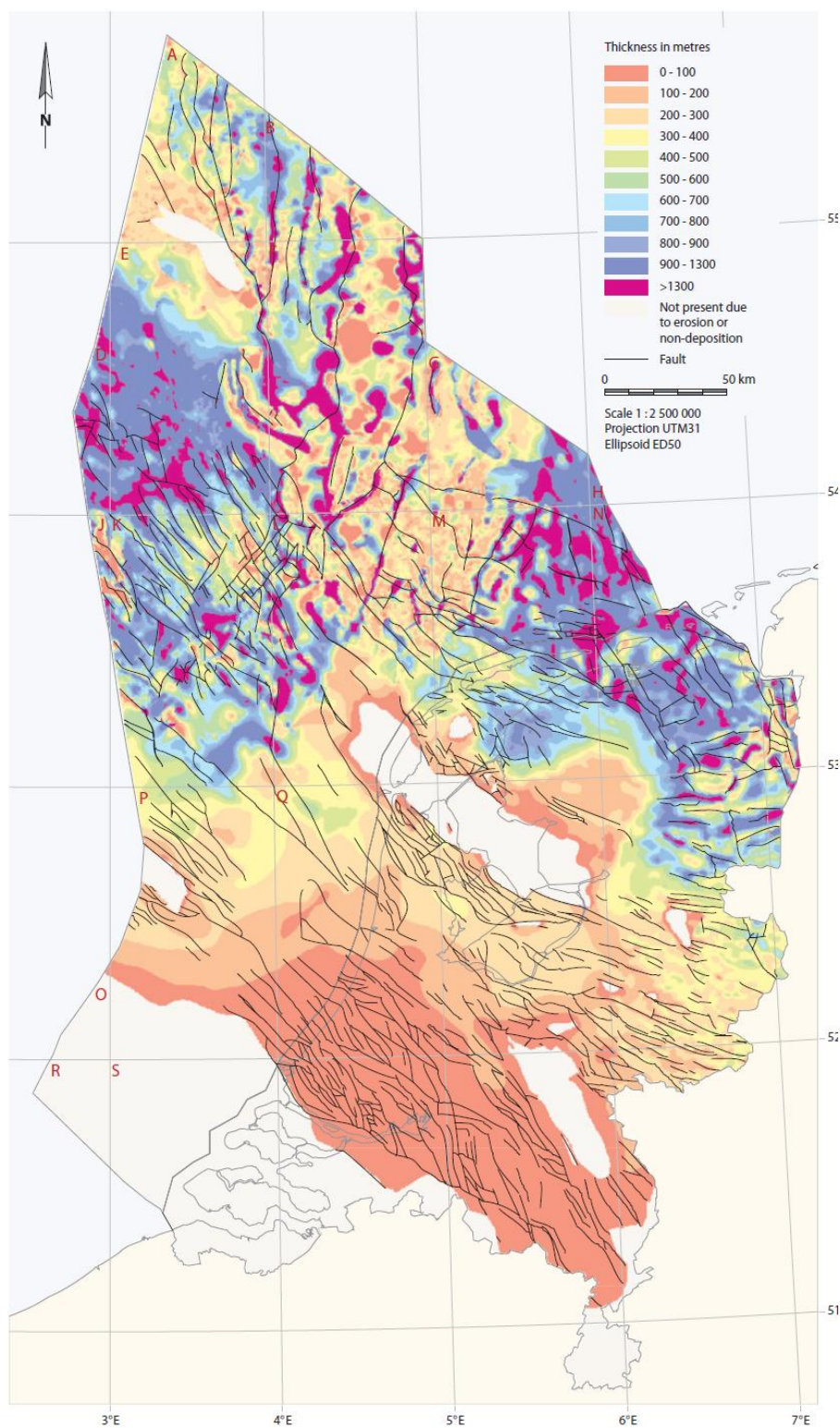


Figura 16 - Mapa da espessura do Grupo Zechstein (adaptado por Duin 2004)

2.2.4 Grupo Germânico (Triásico Inferior e Superior)

Esta sucessão sedimentar foi originalmente descrita por Rhy (1974), tendo sido dividida em três grupos: *Becton*, *Haisboroug* e o *Penarth* (Glennie, 1998).

O grupo *Becton* representa a fase de deposição de clastos muito grosseiros, constituídos por arenitos vermelhos e argilitos; o grupo *Haisboroug* é constituído por clastos de grão fino e sequências de evaporitos; o grupo *Penarth* reflete a transgressão marinha que marca a passagem do Triásico ao Jurássico (Glennie, 1998; Katata 2013).

O grupo Germânico inferior é composto por duas formações: o *Buntsandstein* inferior e os principais *Buntsandstein*. O inferior compreende principalmente rochas xistentas, castanho-avermelhadas e ricas em anidrite com alguma influência de leitos de oólitos em direção ao topo enquanto o *Buntsandstein* principal é caracterizado por uma alternância de siltes, muitas vezes ricos em anidrite, e argilitos com um número de unidades de arenito distintas (Schroot et al, 1989).

A sua profundidade da base é atualmente cerca de 5000 metros abaixo do nível normal de Amesterdão (*Normaal Amsterdams Peil* – NAP) no Graben Central Holandês, tendo a sua espessura, de mais de 1800 metros neste local, sido conservada devido à subsidência mais rápida que aqui ocorreu durante o Jurássico relativamente às áreas circundantes (Geluk, 2005, citado por Duin, 2006); noutros locais, os depósitos do Triásico foram erodidos durante o Jurássico Inferior (Duin, 2006; Katata 2013).

O grupo Germânico Superior é caracterizado por evaporitos anidriticos. No final deste grupo, durante a fase de transgressão foram depositados rochas xistentas marinhas do Grupo Altena (Schroot et al, 1989).

2.2.5 Grupo Altena (Jurássico Inferior e Médio)

A sedimentação do Grupo Altena continuou no Jurássico Inferior. Distinguiram-se duas formações dentro da seção espessa de rochas xistosas marinhas: o *Aalburg Shale* e o *Werkendam Shale*. A seção basal, que é a última formação, é constituída por dois membros, *Posidonia Shale* e *Baixa Werkendam Shale*, depositados sob condições anóxicas e parcialmente anóxicas, respectivamente (Schroot et al, 1989).

No Graben Central, a base do Grupo Altena encontra-se aproximadamente a 5000 metros de profundidade abaixo do nível normal de Amsterdão (*Normaal Amsterdams Peil* – NAP), e aflora principalmente na Bacia Central Holandesa e na Bacia *Broad Fourteens* (Duin, 2006). Como resultado da subsequente erosão e incisão, sedimentos com fauna e flora do Jurássico Inferior, formação de Fjerritslev, foram encontrados em alguns poços na zona do Graben Central. A formação de Fjerritslev é principalmente constituída por calcários negros acinzentados, argilitos e arenitos de grão fino que indicam um ambiente de sedimentação de baixa energia em mar aberto (Glennie, 1998; Katata, 2013).

A inexistência do Jurássico Inferior na zona central do Mar do Norte, desde a zona a este do *Moray Firth*, à zona situada a este do *Witch Ground* Graben, e a sul do Viking Graben e Graben Central, acredita-se que seja a resposta à erosão resultante da elevação pós-deposicional da zona centro do Mar do Norte e Sul do Viking Graben (Glennie, 1998; Schoorot et al, 1989; Katata, 2013).

Devido à inversão tectónica e à elevação das bacias do Cretácico Superior, os depósitos sedimentares do Jurássico Inferior foram parcialmente erodidos no Graben Central Holandês, principalmente nos blocos de falhas mais elevados. Esta bacia foi fortemente invertida durante a fase Sub-Varisca (Laramide) removendo a maior parte dos sedimentos do Jurássico e Cretácico. A elevação local e subsequente erosão durante as fases tectónicas do Jurássico Médio ao Cretácico Inferior provocaram, quase na sua totalidade, os depósitos do grupo Altena das plataformas e estruturas com altitudes mais elevadas (Duin, 2006; Katata 2013).

2.2.6 Grupos Schieland, Scruff e Niedersachsen (Jurássico Superior)

A deposição do Jurássico Superior teve início no Graben Central Holandês, durante o Oxfordiano, com a deposição de fácies continentais do tipo lacustre, tendo passado a outros ambientes mais a Sul, nas bacias Broad Fourteens e Oeste Holandesa (*West Netherlands Basin*) durante o Portlandiano (Van Adrichem Boogaert & Kouwe, 1993 - 1997; Herngreen & Wong, 1989, Duin, 2006; Katata, 2013). A espessura dos depósitos é fortemente influenciada pela inversão e erosão durante o Cretácico Superior. Uma espessura de cerca de 1000 m apenas está presente nas estruturas do Jurássico mais activas, tais como o Dutch Central Graben e na Bacia do Broad Fourteens. Estas bacias foram deformadas por forte tectónica associada à formação de riftes locais durante o Kimmeridgiano tardio.

Nas estruturas mais elevadas do Jurássico Superior, os depósitos do Triásico das formações Zechstein e Rotliegend foram completamente erodidos e as plataformas ficaram delineadas pela erosão completa do grupo Altena e depósitos do Jurássico Superior. As bacias da parte sul do *offshore*, são controladas por sistema de falhas com uma orientação NW – SE. Este sistema de falhas juntamente com a variação do nível das águas do mar deu origem a grandes variedades de sistemas de fácies, variando de ambientes marinhos a continentais (Hemgreen e Wong, 1989; Van Adrichem Boogaert e Kouwe, 1993 – 1997, citados por Duin, 2006). Durante o Jurássico Superior, estava ativo o complexo vulcânico de Zuidwal, na bacia Vlieland, dividindo a bacia em uma parte continental e outra parte marinha (Duin, 2006).

2.2.7 Grupo Rijnland (Cretácico Inferior)

Este grupo encontra-se atualmente com uma profundidade de 3000 metros abaixo do nível normal de Amesterdão (*Normaal Amsterdams Peil* – NAP) nos Blocos A e B do *offshore* holandês devido à grande bacia de subsidência da Bacia do Mar do Norte durante o Cenozóico (Duin, 2006). Esta profundidade foi influenciada pela grande subsidência das bacias sedimentares do Mar do Norte

durante o Cenozoico. Este grupo é quase inexistente ou reduzido em áreas de grandes inversões, especialmente na Bacia Oeste Holandesa (WNB) e na parte Sul do Graben Central Holandês devido ao resultado da inversão tectônica durante o Cretácico Superior (Duin, 2006). Na parte Sul do Graben Central Holandês este grupo revela uma tectônica intensa de sal.

2.2.8 Grupo Chalk (Cretácico Superior)

No Cretácico Superior houve uma primeira fase de transgressão do mar depositando uma camada espessa de argilitos que compõem o Grupo Chalk e depois, a segunda (e última) fase de inversão (Laramide) que terá ocorrido durante o Paleocénico Médio. A fase de estabilidade tectónica terminou entre o Cenomaniano superior e Daniano inferior, quando forças de compressão iniciaram processos de inversão (Schroot et al, 1989). Esta inversão removeu parcial ou completamente os sedimentos à volta da zona axial das bacias sedimentares *West Netherlands*, *Broad Fourteens*, *Central Netherlands*, *Vlieland* e *Lower Saxony* e no Graben Central Holandês (Schroot et al, 1989; Duin, 2006; Katata; 2013).

A base do grupo Chalk aparece aos 1500 metros abaixo do nível normal de Amesterdão (*Normaal Amsterdams Peil* – NAP) na zona do Graben Central Holandês que se encontra invertida. Mais de 1800 metros de sedimentos foram preservados em plataformas do Jurássico. Os depósitos do Daniano, pouco espessos, são estratigraficamente camadas do topo do Grupo Chalk que foram depositados em bacias invertidas depois da fase Sub- Varisca (Duin, 2006; Katata 2013).

2.2.9 Super-Grupo do Mar do Norte (Cenozóico)

A base do Super-Grupo do Mar do Norte aflora na parte Este e Sul da Holanda e encontra-se a uma profundidade superior a 2000 metros abaixo do nível normal de Amesterdão (*Normaal Amsterdams Peil* – NAP) na parte holandesa da

Bacia Cenozóica do Mar do Norte (NSB). Observa-se uma forte subsidência Cenozóica na parte *offshore* da Bacia do Mar do Norte e no Graben Roer Valley, ao passo que no flanco Sudoeste registaram-se subsidências moderadas (Duin, 2006).

Devido o aumento da velocidade de subsidência no Neogénico das bacias Central Holandesa, *Broad Fourteens* e do Mar do Norte, concluiu-se que a inversão, durante o Eocénico Superior, foi restrita à parte Sul do Mar do Norte (Michon et al, 2003 citado por Duin, 2006).

Na parte norte do *offshore* Holandês a subsidência continuou muito forte e os depósitos do Neogénico atingiram espessuras de 1400 metros. A subsidência regional térmica do Cenozóico na Bacia do Mar do Norte foi simultânea à evolução do sistema de *rift* de *Rhine* (*Rhine* Graben) que se propagou durante o Oligocénico em direção a norte (Ziegler, 1988, citado por Duin, 2006). Estas ocorrências estão evidenciadas pela subsidência do Graben Roer Valley (Duin, 2006).

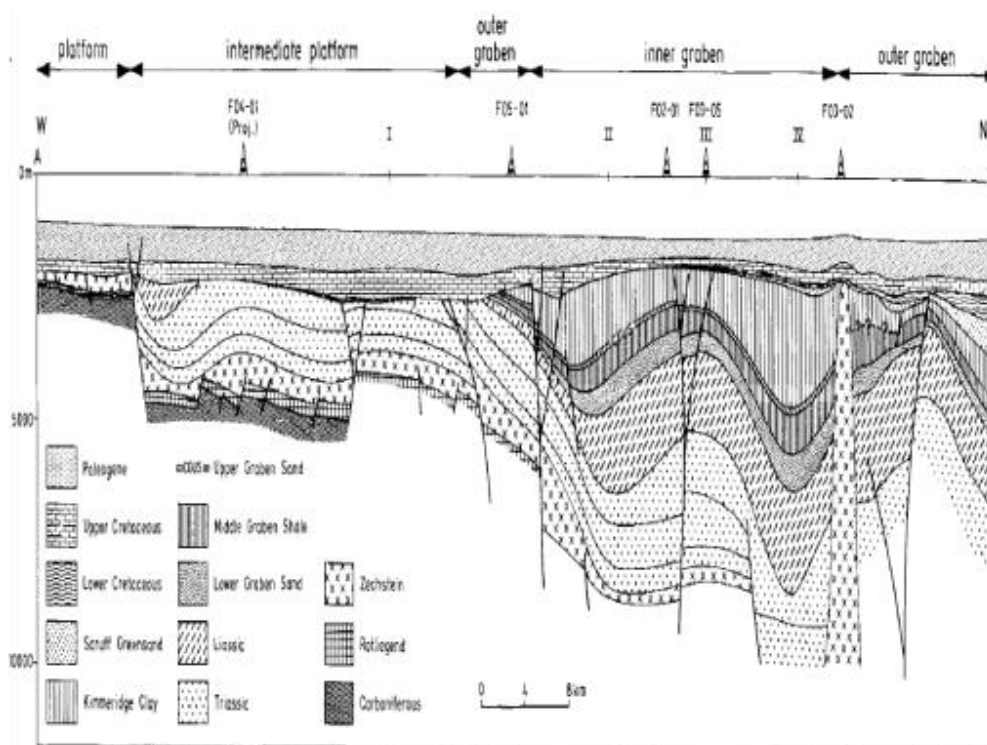


Figura 17- Corte esquemático apresentando grupos de formação do Bloco F e os respectivos poços (adaptado por Schoorot et al, 1989)

2.4 Ambientes Depositionais

Alves (2011) e Jahn et al (2003), definem ambiente deposicional como uma área que conjuga determinados processos físicos, químicos e biológicos e cujo resultado final é uma formação sedimentar. As características da formação sedimentar resultante dependem ainda da intensidade e duração dos processos deposicionais (erosão e transporte) a que o material esteve sujeito. Os processos deposicionais controlam a porosidade, permeabilidade, rácio *net-to-gross*², assim como variações laterais e extensão das propriedades das rochas que constituem um sistema petrolífero (Alves, 2011 e Jahn *et al.*, 2003). Segundo estes autores, existe portanto, uma importante relação entre o ambiente deposicional e a distribuição das propriedades físicas de um reservatório de hidrocarbonetos, principalmente a sua porosidade e a sua permeabilidade e, conseqüentemente, as características de produção do campo.

Os reservatórios de hidrocarbonetos provados no campo petrolífero F3 são de origem sedimentar. Dependendo da sua origem, este tipo de reservatórios pode ser classificado como clásticos ou carbonatados. Os reservatórios no Mar do Norte são, em grande parte, classificados como clásticos.

Segundo Alves (2011), o Mar do Norte, apresenta maioritariamente um ambiente deposicional clástico de águas marinhas pouco profundas, onde a maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos descobertos estão associados a bancos de areia e canais turbidíticos, onde geralmente se observa um aumento da granulometria dos sedimentos, dependendo a sua distribuição principalmente da ação de águas e marés (Figura 18).

² Razão entre a espessura porosa do reservatório e a espessura total da formação do reservatório.

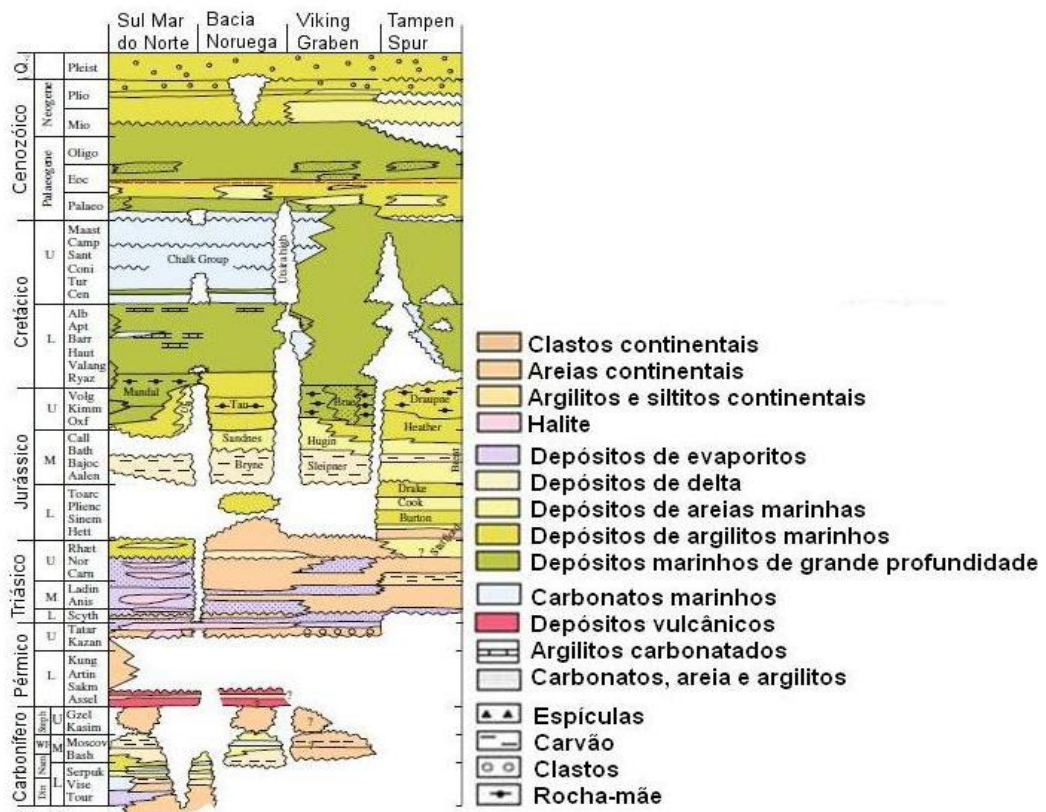


Figura 18 - Resumo litoestratigráfico das principais bacias sedimentares do Mar do Norte desde o Carbonífero ao Quaternário (adaptado por Brekke *et al.*, 2001, Faleide *et al.*, 2010; retirado de Alves, 2011).

Segundo Sorensen *et al* (1997), citados por Steeghs *et al* (2000), na era Cenozóica grande parte da região do Mar do Norte era caracterizada por uma bacia epicontinental cedendo termicamente e que foi confinada por massas de terra, além de um mar agitado estreito que liga o Mar da Noruega no Norte.

De acordo com estes autores, a sucessão Cenozoica foi subdividida em dois pacotes principais, separados sem conformidade pelo Mioceno médio (Figura 19). O pacote inferior foi composto por agredação de sedimentos Paleogénico de grão fino, enquanto o pacote superior consiste em sedimentos do Neogénico com uma geometria muito mais complexa. A maior parte do pacote superior é o resultado de um delta progradante, com uma sequência estratigráfica que pode ser dividida em três unidades, correspondendo às três fases de evolução do sistema deltaico (Figura 19). A direção dominante da progradação é uma direção oeste-sudoeste e

expressa por forma do tipo clinoformes sigmoidais na secção de mergulho (Tigrek, 1998 citado por Tetyukhina et al, 2012).

Durante o Neogénico, a taxa de sedimentação excedeu a taxa de subsidência e, conseqüentemente, formou-se uma bacia rasa (Boogaert et al, 1993 citado por Steeghs et al, 2000), daí um enorme sistema fluvio-deltáico dominou a bacia, tendo drenado grandes áreas como, por exemplo, o Escudo Báltico.

Até ao final do Paleogénico inferior, sedimentos calcários foram depositados na região. Nesta formação, ocorreu um aumento repentino no fornecimento de material siliciclástico por causa da elevação térmica das Ilhas Britânicas e da compressão da Alpes Centrais (fase tectónica Laramide). Assim, terá cessado a deposição de sedimentos calcários (Ziegler, 1990 citado por Steeghs et al, 2000).

O Paleogénico na Bacia do Mar do Norte reflete uma fase de águas profundas, resultantes de subsidência crustal combinado com uma subida generalizada do nível eustático (Haq et al, 1988, Ziegler, 1990 e Steeghs et al, 2000). No entanto, a área a sul foi pouco influenciada pela subsidência regional. Durante o final do Eocénico e início do Oligocénico, a Bacia do Mar do Norte foi separada do oceano Tethys pela elevação das ilhas britânicas. Esta atividade resultou em mais movimentos de *uplift* e numa descida generalizada do nível eustático regional, dando origem a uma rutura local na sedimentação. Os níveis baixos do mar continuaram até ao Miocénico Médio. Os Os baixos níveis do mar do Oligocénico Médio e Miocénico Médio são refletidas por truncaturas e superfícies do tipo onlap.

Até o início do Quaternário, segundo Kay, 1993, Gregersen, 1997 e Overeem et al. 1998, citados por Steeghs et al, 2000, o agente principal de transporte era o sistema do rio Báltico, que corroe a Península Fino-Escandinávia e transportou sedimentos mais grosseiros através do Mar Báltico. Neste período, o primeiro estágio glacial causou uma descida generalizada do nível do mar e, conseqüentemente, uma importante interrupção sedimentar ocorreu por volta do limite Plio-Pleistocénico. A partir de então, os rios alemães tornaram-se os

principais agentes de transporte no sul do Mar do Norte e a direção de migração alterou-se para noroeste. A deposição deltáica continuou no Pliocénico, como um sistema predominantemente fluvial, com a mudança de depocentros que foram influenciados pelas flutuações do nível do mar, devido à ocorrência de sucessivas fases glaciares durante o Quaternário.

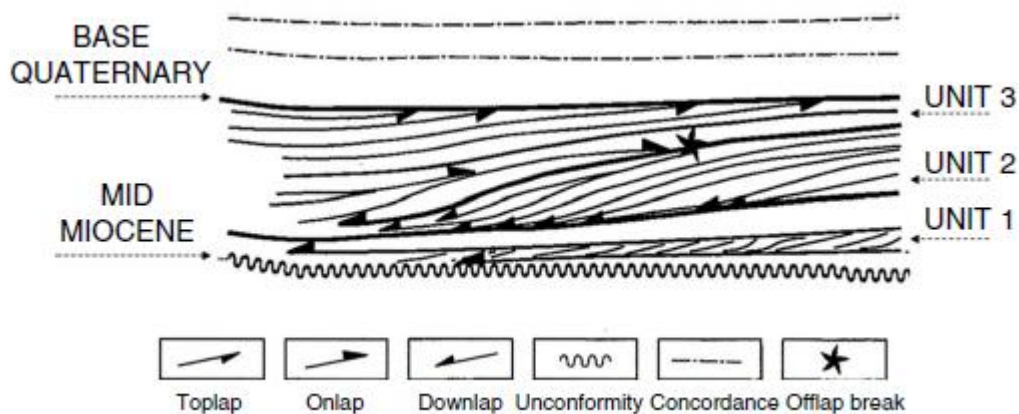


Figura 19 - Esquema do sistema fluviodeltáico durante o Neogénico no sul do Mar do Norte (Modificado de Steeghs *et al.*, 2000 citado por Tetyukhina *et al.*, 2012)

3 Sistemas petrolíferos

3.1 Considerações Gerais

Para Hernández (2000), os conceitos propostos por Dow (1974) e desenvolvidos por Magoon (1987) auxiliaram, durante a última década, a orientar os estudos regionais e a avaliação do potencial de hidrocarbonetos de diversas bacias do mundo. Segundo estes conceitos, um sistema petrolífero se define como *“um sistema natural que abrange uma área de rocha geradora ativa e todas as manifestações de petróleo e gás a ela relacionadas”* (Magoon e Dow, 1994). O termo sistema contido na definição, descreve os elementos e processos que são responsáveis pelas acumulações de hidrocarbonetos. Os elementos essenciais (Magoon e Dow, 1994) incluem: a rocha geradora, a rocha reservatório, a rocha-selante (ou de cobertura) e as rochas de sobrecarga; os processos incluem: a formação de armadilhas, a geração, a migração e a acumulação dos hidrocarbonetos. Com base nestes conceitos teóricos serão descritos os principais elementos e processos que controlam as acumulações de hidrocarbonetos no Mar de Norte do sector holandês e, em particular, no bloco F3 (Figura 1).

3.2 Origem do Petróleo

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton³. A necessidade de condições não-oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto por sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante no seu interior. A interação dos fatores matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas, é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores

³ Conjunto dos organismos aquáticos microscópicos que têm capacidade fotossintética e que vivem dispersos flutuando na coluna de água

também pode dar origem ao petróleo, todavia a sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante de onde provêm (Trigia *et al*, 2001).

Assim sendo, o tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, de acordo com Trigia *et al*, 2001, é determinado pela constituição de matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. Em geral, poderemos dizer que a matéria orgânica proveniente do fitoplâncton, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarbonetos líquidos. Por sua vez, o processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá ter como consequência a geração de hidrocarbonetos gasosos.

O tipo de hidrocarboneto depende também da temperatura a que a rocha geradora foi submetida, aquando do período de maturação, relacionado com o seu afundamento na bacia Alves (2011).

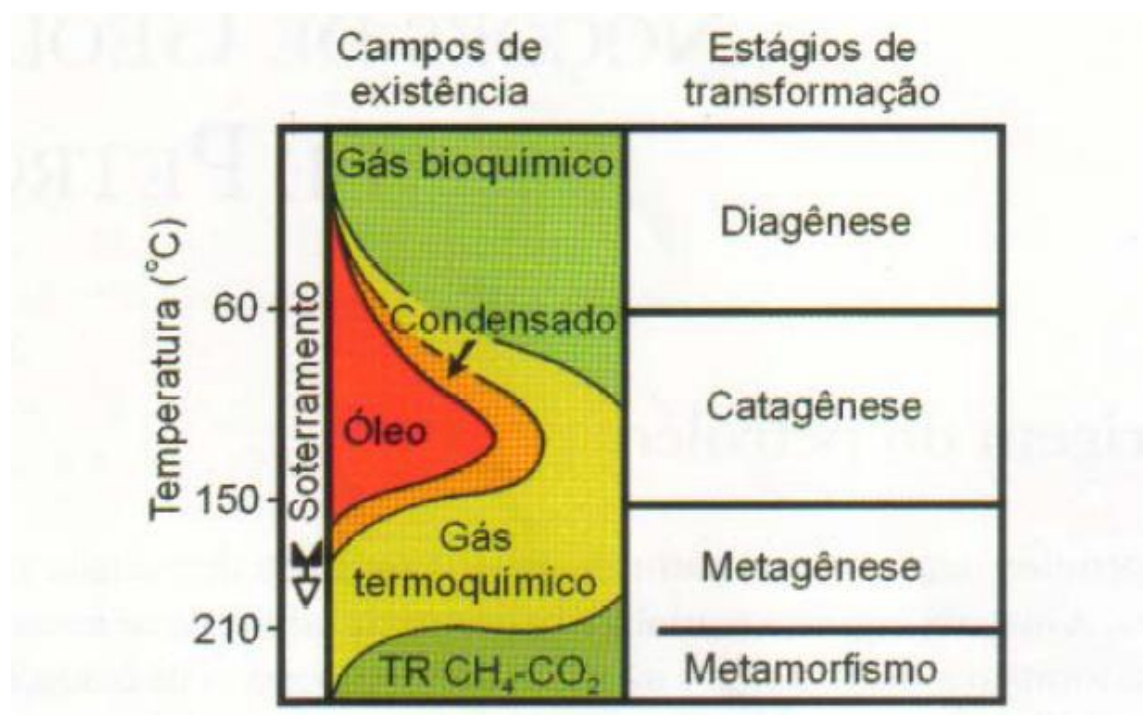


Figura 20 - Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo, adaptado por Trigia *et al*, 2001

3.3 Rocha Geradora

Uma rocha geradora é uma rocha sedimentar originada pela deposição de sedimentos e matéria orgânica em ambiente marinho costeiro ou de águas pouco profundas. Caso a matéria orgânica não seja decomposta por ação do ar e da água, vai ser depositada nas partes mais profundas da bacia, em ambiente calmo, isento de oxigénio, o que vai evitar a decomposição da matéria orgânica (Gomes e Alves 2007).

Uma rocha geradora deve possuir matéria orgânica em quantidade e qualidade adequadas, que é submetida ao estágio de evolução térmica necessário para degradação do querogénio. A evolução do querogénio, no sentido de transformação em petróleo, é designada por maturação e depende essencialmente da temperatura e do tempo durante o qual a evolução térmica vai atuar (Petroleum Geoscience Technology, 2010).

A proporção entre os três elementos mais abundantes no querogénio (C, H e O) varia consideravelmente em função da origem e evolução da matéria orgânica (Gomes e Alves, 2011). Com base nas razões elementares H/C e O/C e em dados químicos e petrográficos é possível classificar o querogénio em três tipos, a saber (Figura 21):

- Tipo I – formado a partir de algas e bactérias, apresenta uma razão H/C elevada e uma razão O/C baixa, originando preferencialmente petróleo e por vezes gás;
- Tipo II – considerado um querogénio intermédio, formado por plâncton processado por bactérias, apresenta uma razão H/C elevada ($\geq 1,5$) e uma razão O/C baixa ($\leq 0,1$), podendo ser transformado em petróleo e gás;
- Tipo III – formado por restos de detritos vegetais transportados para a bacia, apresenta uma razão H/C baixa e, a razão O/C é maior do que nos outros dois tipos de querogénio, originando essencialmente um gás seco (*dry gas*).

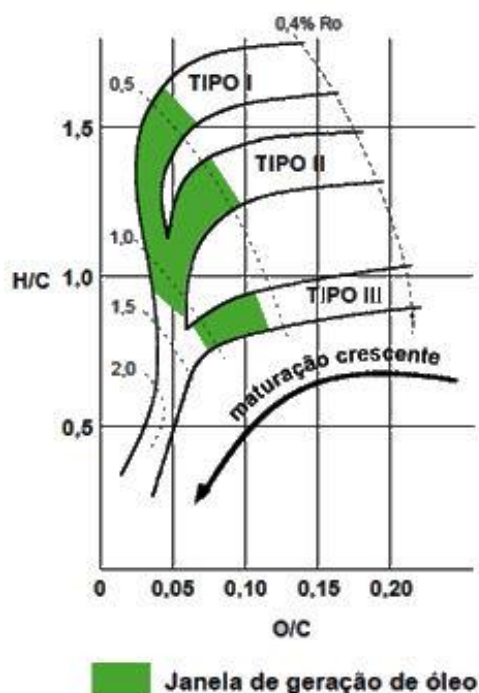


Figura 21 - Gráfico ilustrativo da maturação dos tipos de querogénio (Ro=poder refletor da vitrinite; adaptado de J. Pacheco, 2006 citado por Pinheiro, 2013).

3.4 Migração do Petróleo

As acumulações de petróleo de grande interesse comercial, na chamada rocha-reservatório, são resultantes da migração, fenómeno no qual o petróleo se desloca desde a rocha geradora até encontrar uma armadilha geológica. Há basicamente dois tipos de migração:

Primária: processo de expulsão do petróleo da rocha geradora. Os fatores controladores desse fenómeno são incertos, mas acredita-se que ocorra devido a um gradiente de pressão em resposta à contínua compactação e à expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo (Petroleum Geoscience Technology, 2010). Este aumento de pressão produz microfaturas na rocha

geradora que permitem a passagem do fluido e o consequente alívio de pressão, formando um ciclo.

Secundária: percurso que o óleo faz ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser intercetado por uma armadilha geológica (Thomas, 2004). Trata-se de um fluxo em fase contínua que depende do gradiente de pressão devido à compactação, da pressão capilar e da flutuabilidade (força vertical resultante da diferença de densidade entre o petróleo e a água).

3.5 Rochas Reservatório

As rochas reservatório são, na sua maioria, de natureza detrítica e de granulometria média a grosseira (areias ou seixos), tendo sido depositadas em ambientes de média a alta energia. No entanto, qualquer rocha que contenha espaços porosos pode ser uma rocha reservatório. Esses espaços podem ser resultado da sedimentação, fracturação, dissolução ou derivados de porosidade secundária, resultante de fenómenos de metamorfismo (Milani *et al*, 2000).

As rochas reservatório mais comuns são areias antigas, depositadas em dunas, rios, praias, deltas, planícies (sujeitas à influência de ondas, marés e tempestades), mares e lagoas profundas. Depois dos arenitos, os reservatórios mais comuns são rochas calcárias porosas, depositadas em praias e plataformas carbonatadas, desenvolvidas em latitudes tropicais e livres de detritos siliciclásticos, calcários de recife de organismos diversos e, finalmente, calcários diversos afetados por dissolução de águas meteóricas (Milani *et al.*, 2000 citado por Garcia, 2008).

A porosidade mais comum destas rochas varia entre 5 a 35% (Milani *et al.*, 2000). As rochas reservatório só o são quando se encontram numa zona com características de armadilha. Caso contrário, devido à sua porosidade, são rotas preferenciais de migração.

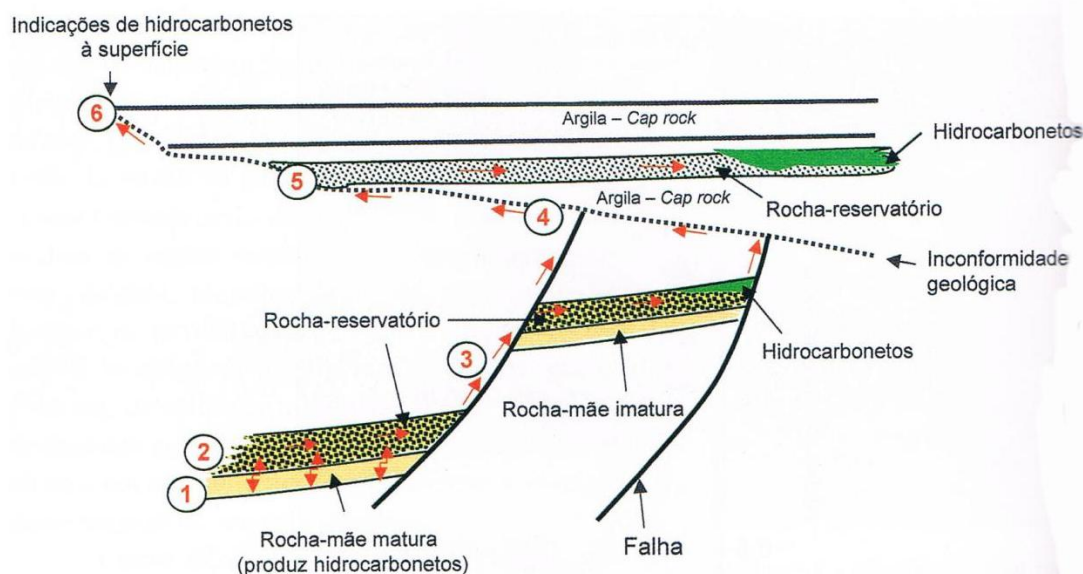


Figura 22 - Representação esquemática de um possível cenário de migração de hidrocarbonetos desde a rocha mãe até ao reservatório (Cap rock é o mesmo que rocha selante; Gomes e Alves, 2007, retirado de Alves 2011).

3.6 Armadilhas

Segundo Gomes e Alves (2007), designa-se por armadilha, toda e qualquer estrutura, convexa ou não, em que a associação de rocha reservatório com a rocha selante forme, em profundidade, um corpo geométrico definido, com dimensões significativas e a capacidade de reter petróleo.

As classificações dadas para as armadilhas dependem das suas relações com as rochas reservatórios, litologia, origem, tectónica, tamanho, forma e tipo de distribuição de energia. As armadilhas podem ser do tipo estrutural, estratigráficas ou mistas (combinação destes dois tipos) (Pinheiro, 2013)

As armadilhas estruturais são estruturas formadas pela deformação de rochas, tais como dobras, falhas, anticlinais e domos salinos, enquanto as armadilhas estratigráficas estão associadas às superfícies de erosão (discordâncias angulares), *pinch-outs* ou biselamentos das formações, variações

laterais das fácies ou massas contínuas de arenitos no seio de formações argilosas (Gomes et al., 2007).

Os chamados *pinch-outs* são exemplos frequentes de armadilhas estratigráficas, constituem corpos arenosos com adelgaçamento nos bordos entre rochas selantes que bloqueiam a fuga do óleo (Pinheiro, 2013)

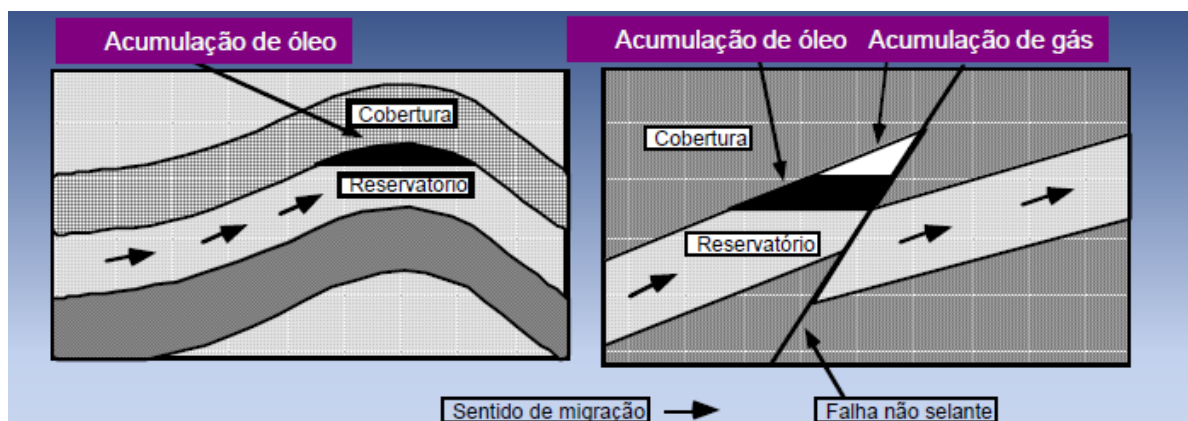


Figura 23 - Modelo de armazenamento de óleo por armadilhas estruturais: (a) uma estrutura anticlinal e (b) uma falha Inversa (adaptado de Pinheiro, 2013).



Figura 24 - Modelo de uma armadilha estratigráfica pelo adelgaçamento do bordo do reservatório (*Pinchout*) (adaptado de Benvenuti, 2012).

As armadilhas mistas, geralmente, surgem devido a erosão parcial de algum evento tardio, como uma queda eustática do nível do mar seguido de aumento do nível da base de estruturas previamente formadas (anticlinal ou falhas),

preservando assim parte das estruturas anteriormente formadas e depositando sedimentos finos capazes de atuar como material selante (Figura 25).

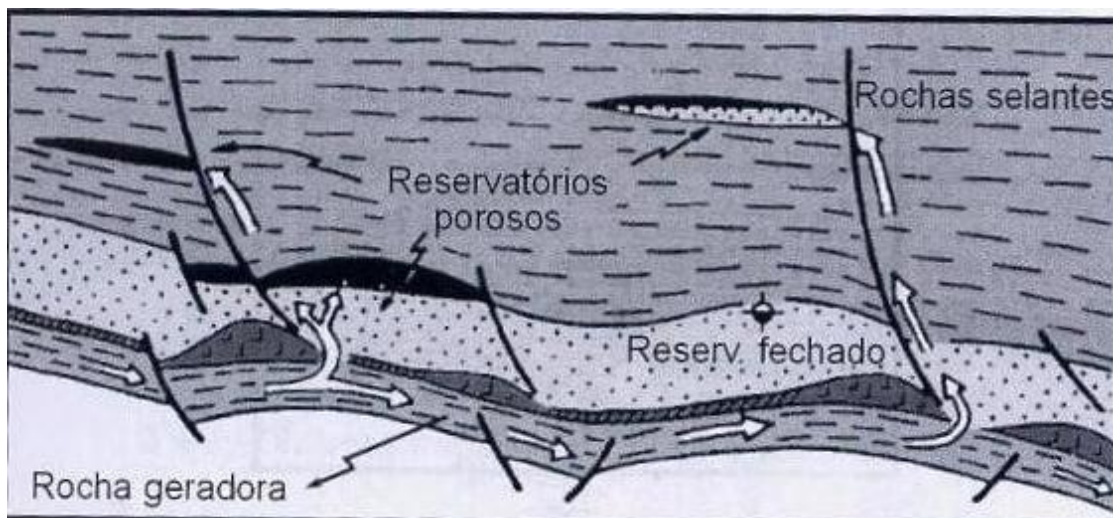


Figura 25 - Tipo de armadilhas mistas ou combinadas (http://www.geocities.ws/ussgeology/index_arquivos/geologiadopetroleo.htm acesso em 12/05/2014).

Um dos fatores levantados pela Petroleum Geoscience Technology, (2010), relativo à acumulação de petróleo numa bacia sedimentar requer a associação seguinte:

- A existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas rochas geradoras, devendo essas rochas ser submetidas às condições adequadas (tempo e temperatura) para a geração de hidrocarbonetos;
- A presença de uma rocha com porosidade e permeabilidade necessárias à acumulação e produção de petróleo;
- A presença de condições favoráveis à migração do petróleo da rocha geradora até a rocha reservatório;
- A existência de uma rocha impermeável que retenha o petróleo denominada de rocha selante e, por fim,
- Um arranjo geométrico das rochas reservatórios e selantes que favoreça a acumulação de um volume significativo do petróleo.

Se qualquer um destes elementos não estiver presente na ordem, tempo e profundidade certa, a existência de apenas alguns deles não garante uma acumulação de hidrocarbonetos.

3.7 Sincronismo

Segundo Alves (2011), sincronismo, no tocante à geologia do petróleo, é o fenómeno que faz com que as rochas geradoras, reservatórios, selantes, armadilhas e migração se originem e se desenvolvam numa escala de tempo adequada para a formação de acumulações de petróleo. Assim sendo, uma vez iniciada a geração de hidrocarbonetos dentro de uma bacia sedimentar, após um soterramento adequado, o petróleo expulso da rocha geradora deve encontrar rotas de migração já formadas, seja por deformação estrutural anterior ou por seu próprio mecanismo de sobrepressão desenvolvido quando da geração. Da mesma maneira, a armadilha já deve estar formada para atrair os fluidos migrantes, os reservatórios porosos já devem ter sido depositados, e não muito soterrados, para perderem suas características permo-porosas originais, e as rochas selantes já devem estar presentes para impermeabilizar a armadilha.

Se estes elementos e fenómenos não seguirem uma ordem temporal favorável, o sincronismo, de nada adiantará a existência desfasada de grandes estruturas, abundantes reservatórios e rochas geradoras com elevado teor de matéria orgânica na bacia sedimentar.

O Mar do Norte é uma província de hidrocarbonetos com um sistema petrolífero ativo desde o início do Cenozóico cuja primeira descoberta de petróleo *onshore* ocorreu em 1859 e de gás natural em 1910 (Glennie, 1988 citado por Alves, 2011).

Na área de estudo (Graben Central) são reconhecidas três grandes categorias de reservatórios e percursos de migração. A primeira categoria contém

campos petrolíferos com reservatórios do Jurássico, a segunda categoria são campos com reservatórios do Cretácico Superior (Grupo Chalk) e a terceira e última categoria contém campos com reservatórios em arenitos do complexo de leques submarinos ou sistemas de turbiditos relacionados (Gautier, 2005; Katata 2013).

Os campos petrolíferos com reservatórios do Jurássico são constituídos por reservatórios *Sin* e *Pós Rift* associados a blocos de falhas inclinados, constituídos por rochas que se depositaram na fase de extensão máxima e durante a fase de *rifting*, período durante o qual o processo de deposição no Graben do Mar do Norte mudou de progradante a sistema deposicional convencional. Os campos possuem grande variação de espessura, litologia e qualidade do reservatório, devido aos sedimentos depositados em locais adjacentes aos blocos de falhas durante a fase de *rifting*, constituídos por conglomerados e arenitos de grãos grosseiros (Gautier, 2005; Katata 2013).

As principais rochas geradoras de hidrocarbonetos nestes campos são os leitos de carvão do Carbonífero Superior e as formações do Jurássico Inferior (Shoorot et al, 2005). A armadilha, segundo Gautier (2005), é principalmente estratigráfica mas dentro de um *horst* inclinado com uma truncatura erosiva dos carbonatos do Zechstein, arenitos de *Rotliegend* e brechas do Cretácico Inferior, sob a discordância do *sub-chalk* (Gautier, 2005, in Katata, 2013).

Alguns dos reservatórios nestes campos apresentam estruturas de escape, de gás ou petróleo, chamados *Pockmarks*, que ocorrem provavelmente por resultado da pressão exercida.

Os reservatórios do Grupo Chalk predominam na parte sul do Graben Central e a porosidade existente nestes campos é o resultado da migração precoce do petróleo e do aumento excessivo da pressão. As suas armadilhas são o resultado do efeito de diapirismo do sal e inversão estrutural. A migração nestas

armadilhas talvez tenha ocorrido durante ou bruscamente depois da deposição dos argilitos (rochas selantes) do Paleocénico (Gautier, 2005).

Por último, os reservatórios nos arenitos de *pós-rift* são o terceiro maior tipo de reservatório no Graben Central do Mar do Norte. A maior parte destes reservatórios foram depositados dentro de um complexo de leques submarinos em águas relativamente profundas. A porosidade típica dos reservatórios de 25-30% é comum nestes arenitos, consistente com o soterramento relativamente pouco profundo na altura da entrada dos hidrocarbonetos no reservatório. A selagem é providenciada pela sobreposição e justaposição lateral dos argilitos do Terciário. Apesar de se considerar por unanimidade a formação Mandal, do Jurássico Superior, como sendo a principal rocha geradora de hidrocarbonetos, vários campos principais não estão associados a esta unidade, o que indica uma migração lateral significativa de hidrocarbonetos em direção às armadilhas (Cornford, 1998, citado por Gautier, 2005). Esta categoria de campos é limitada no lado Oriental da bacia pela ausência de arenitos do Paleogénico, mas não é claramente limitada no lado Ocidental da bacia (Gautier, 2005).

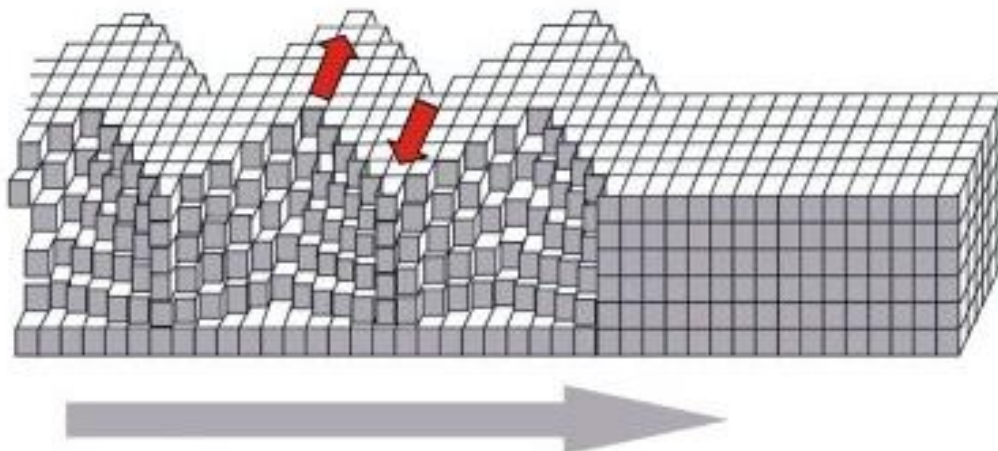
4 A Reflexão sísmica na prospeção de hidrocarbonetos

4.1 O método de reflexão sísmica

O método de reflexão sísmica tornou-se verdadeiramente eficiente para a descoberta de armadilhas, com acumulações de hidrocarbonetos economicamente rentáveis, na sub-superfície terrestre (Mondol, 2010). Ainda nos dias de hoje, o método de reflexão sísmica é, sem dúvida, o método de prospeção geofísica mais utilizado na indústria petrolífera (Gomes e Alves, 2007 e Triggia *et al*, 2010). O método consiste, basicamente, em gerar ondas sísmicas artificiais através de explosivos, canhões de ar comprimido ou outra fonte sísmica e registrar as reflexões provenientes das diversas interfaces em sub-superfície usando como recetores geofones ou hidrofones, equipamentos estes, análogos aos microfones (Alves, 2011). Segundo Alves (2011) a onda gerada propaga-se pelo interior da terra, sendo parcialmente refletida ao encontrar interfaces entre camadas que apresentem contraste significativo de propriedades elásticas. Os tempos de chegada de cada reflexão são relacionados com as velocidades de propagação da onda sísmica em cada camada e, em primeira aproximação, a amplitude registada está relacionada com o contraste de *impedância acústica* (Z), produto entre velocidade compressional e a densidade das camadas que definem a interface.

Existem dois tipos de *ondas sísmicas*, as ondas de superfície e as ondas volúmicas (Figura 26 e 27). As ondas de superfície dividem-se em ondas de *Rayleigh* e *Love* e propagam-se ao longo de uma superfície. Estes tipos de ondas não são importantes para a sísmica de reflexão exceto enquanto forma de ruído (Alves, 2009).

Love wave



Rayleigh wave

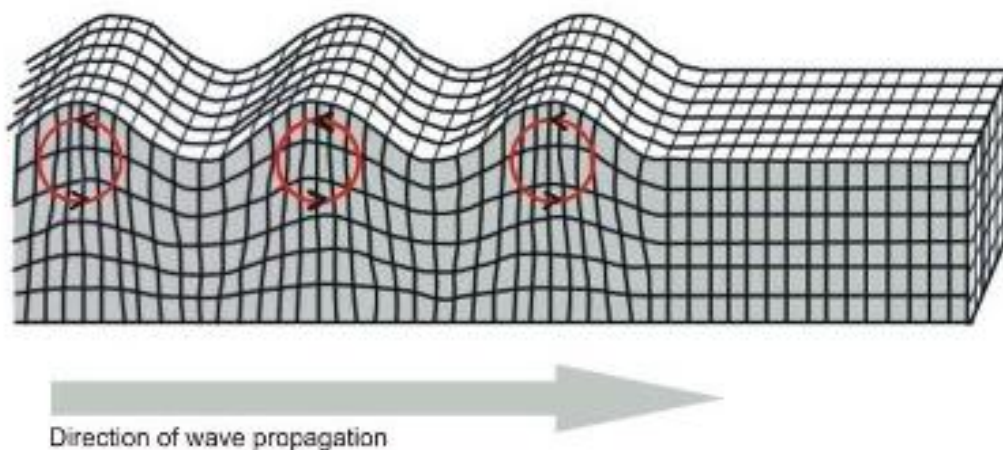


Figura 26 – Representação de ondas superficiais (Matias, 2014).

As ondas volúmicas, ou *body waves*, propagam-se radialmente a partir da fonte e dividem-se em ondas P e ondas S. As ondas P são ondas compressivas ou longitudinais que provocam nas partículas do meio onde se propagam um movimento paralelo à direção de propagação da onda. Estas são as ondas mais importantes na sismica de reflexão. As ondas S são ondas de corte ou transversais que impõem às partículas um movimento perpendicular à direção de propagação da onda.

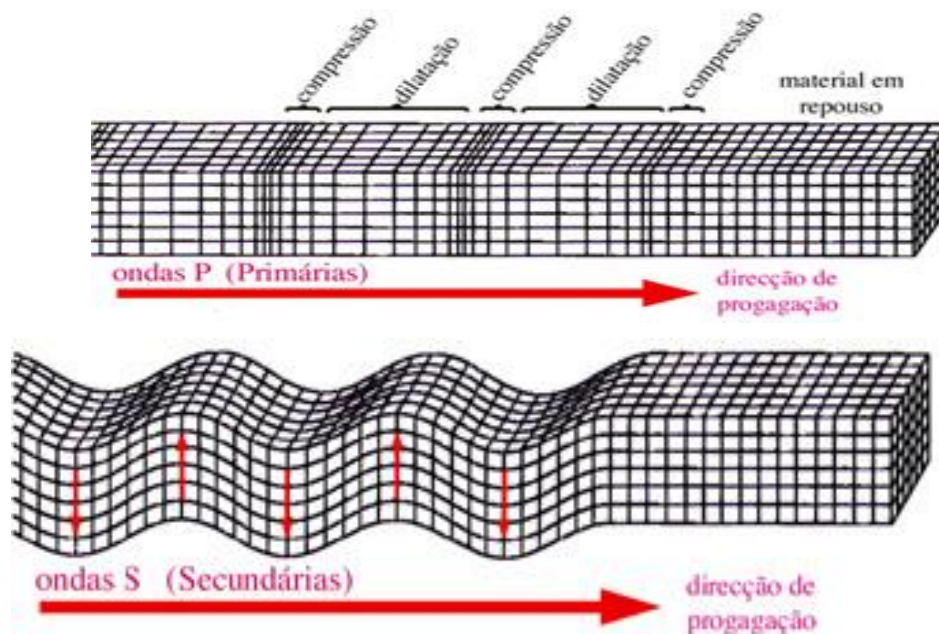


Figura 27 – Representação de ondas volúmicas.

(http://w3.ualg.pt/~jdias/GEOLAMB/GA5_Sismos/52_Sismologia/5203_OndasSismicas.html)

acesso em 18/04/2014

As ondas volumétricas (Primárias e Secundárias) têm um conteúdo em frequência muito vasto. As ondas P são mais rápidas ($V_s \pm 70\% V_p$).

Pode se concluir que as ondas superficiais têm uma gama de frequências larga mas mais baixa do que a das ondas volumétricas (frequências inferiores a 1Hz).

As ondas superficiais são mais lentas do que as volumétricas e as ondas **Love** são mais rápidas do que as ondas **Rayleigh**.

A conversão de ondas P em S, e vice-versa, pode ocorrer em interfaces e os seus trajetos obedecem à lei de SNELL.

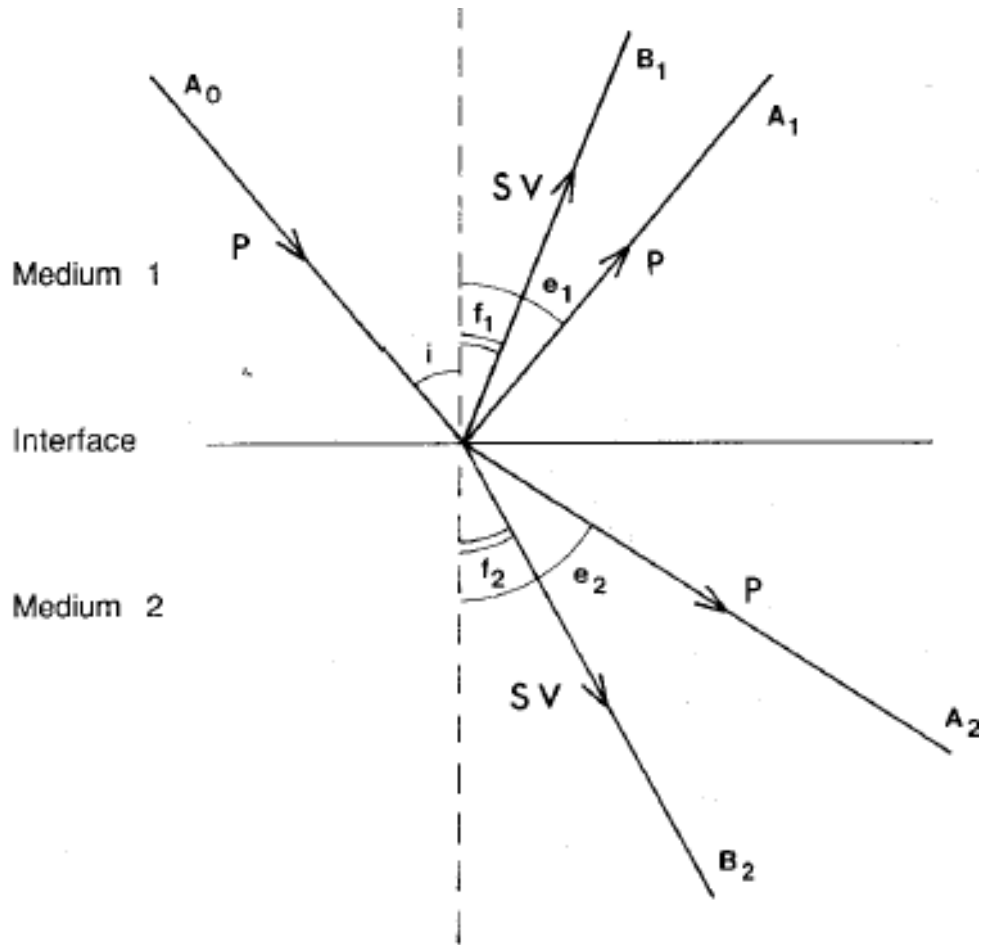


Figura 28 - Representação esquemática do comportamento numa interface segundo a Lei de Snell (i = ângulo de incidência, f_1 e e_1 = ângulo de reflexão, f_2 e e_2 = ângulo de refração) (Pinheiro, 2014).

De acordo com a figura 28, a Equação 1 representa a Lei de Snell:

$$\frac{\sin(i)}{\alpha_1} = \frac{\sin(e_1)}{\alpha_1} = \frac{\sin(e_2)}{\alpha_2} = \frac{\sin(f_1)}{\beta_1} = \frac{\sin(f_2)}{\beta_2} = p \quad (\text{Eq.1})$$

Onde: P é o parâmetro do raio sísmico e é constante para cada raio.

Após uma série de correções e processamentos, são gerados *traços sísmicos*, resultado da soma de vários outros traços correspondentes aos mesmos refletores, os quais agrupados originarão as seções sísmicas (Kearey *et al.*, 2002).

Um *traço sísmico* representa a resposta do campo de onda elástica de velocidade e densidade através das interfaces rochosas.

Durante o trajeto da reflexão das ondas são demarcados contrastes de *impedância acústica* (Z) entre os meios litológicos. Esta propriedade é definida como o produto da velocidade sísmica de um intervalo de rochas pela sua densidade ($Z = V\rho$; onde V é a velocidade sísmica e ρ a densidade). O contraste entre as impedâncias acústicas de 2 camadas é chamado *coeficiente de reflexão* (RC) e é dado pela seguinte expressão (Equação 2):

$$RC = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (\text{Eq.2})$$

Quando $Z_2 > Z_1$ e R positivo, a onda refletida vai estar em fase com a onda incidente, já o contrário significa que a onda vai estar em oposição de fase com a onda incidente.

Deve ser destacado que as reflexões sísmicas não são necessariamente contatos litológicos, pois a *impedância acústica* não é um fiel indicador de litologias.

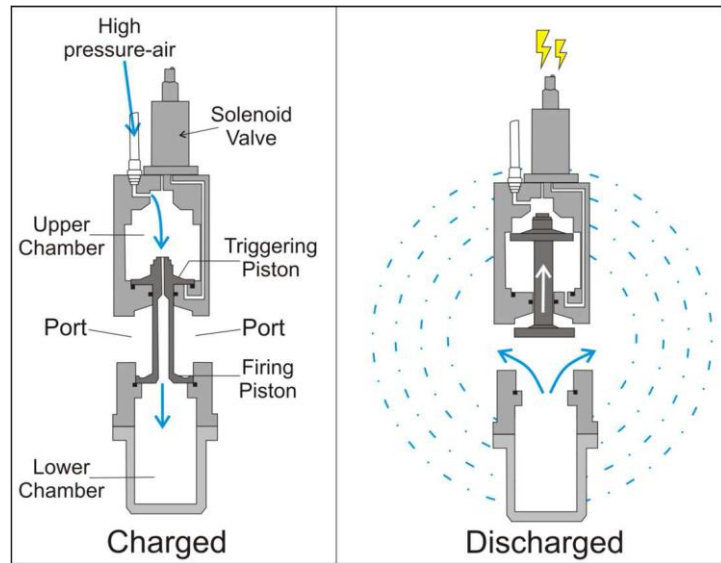
Segundo Robinson e Treitel (1980) a exploração de hidrocarbonetos, óleo e gás, baseada em sísmica pode ser dividida em três etapas: aquisição, processamento e interpretação.

4.1.1 Fontes e Recetores Sísmicos

A fonte mais comum utilizada na aquisição sísmica marinha é o *airgun* (Figura 29). O *airgun* é um dispositivo que liberta na água uma grande quantidade de ar a uma pressão muito elevada e de um modo instantâneo. A libertação de ar vai formar uma bolha de ar (Figura 30) que comprime a água à sua volta provocando um impulso de energia, ou assinatura, que se propaga pela água.



a)



b)

Figura 29 - a) Esquema de um *airgun* e b) Modo de funcionamento, (Matias, 2014 e Pinheiro, 2013)



Figura 30 - Bolhas provocadas por uma detonação (Matias, 2014)

Um *airgun* produz uma assinatura devido à interação da bolha de ar com a água, que faz com que a bolha oscile criando uma assinatura longa com picos energéticos a seguir ao pico inicial. As amplitudes e período entre os impulsos dependem da profundidade da fonte e da capacidade que o *airgun* tem para armazenar pressão.

Sendo assim, é imperioso que se utilizem vários *airguns*, com diferentes câmaras de armazenamento de pressão, disparadas simultaneamente. As diferentes câmaras de pressão vão provocar diferentes bolhas de ar que vão ter tendência a se cancelar. Obtém-se assim um impulso mais próximo de um *spike* (Alves, 2009).

4.2 Aquisição sísmica

A aquisição sísmica para fins de prospeção consiste, nada mais, nada menos, do que no processo de geração controlada de energia e na receção da mesma através de *geofones* ou *hidrofones* devidamente localizados (Gomes e Alves, 2011).

A aquisição é feita usando uma fonte para gerar ondas sísmicas que se propagam abaixo da superfície da terra. Em aquisições terrestres é comum usar explosões de dinamite como fonte; em aquisição marinha utilizam-se sensores do tipo *piezoelétricos* designados por *hidrofones* (Figura 31) que detetam alterações na pressão. Estes sensores vão ser agrupados em grupos e cada grupo vai constituir um canal. Os *hidrofones* vão ser colocados ao longo de cabos, os *streamers*⁴ (Figura 32), separados entre si por um intervalo regular e que são rebocados pelo navio de aquisição. Quando a onda sísmica alcança uma interface, entre duas camadas de rocha com valores de *impedância acústica* diferentes, parte

⁴ tubo de neopreno, onde são colocados os hidrofones por grupos em intervalos regulares com um comprimento total de 6 a 8 km

da onda é refratada e continua viajando para baixo; outra parte é refletida e retorna a superfície. A porção da energia refletida é proporcional à diferença de *impedância acústica* entre os dois meios.

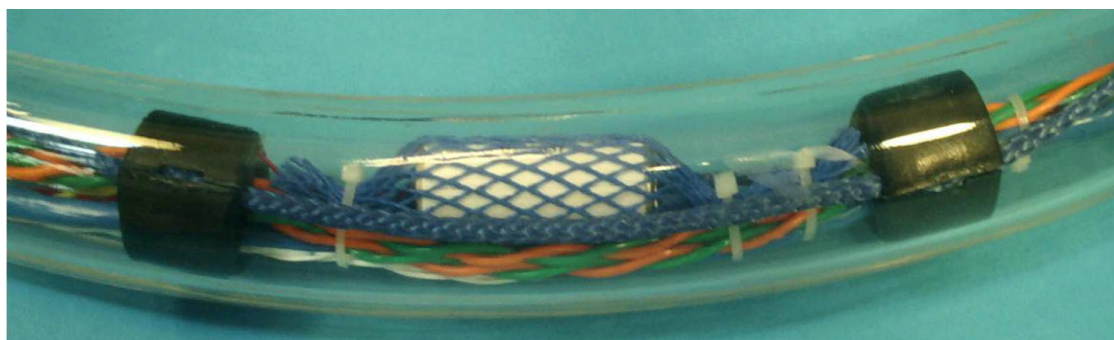


Figura 31 - Hidrofones (sensores piezoelétricos⁵)⁶ (Pinheiro, 2013)



Figura 32 - Exemplo de um *streamer* a bordo de um navio de pesquisa (Pinheiro, 2013).

⁵ Capacidades de alguns cristais gerarem tensão elétrica por resposta a uma pressão mecânica.

⁶ Dispositivo que usa o efeito piezoelétrico para medir pressão, aceleração, tensão ou força, convertendo-os num sinal elétrico.

A parte refletida da onda que retorna à superfície é captada nos recetores (*geofones* (Figura 33) em aquisições terrestres ou *hidrofones* em marinhas) e gravada nos sismógrafos. O sismógrafo armazena tanto o tempo de chegada da onda quanto a intensidade medida neste momento. Após várias detonações variando a posição da fonte e dos recetores, todos os dados armazenados são enviados para serem processados (Silva, 2012). A Figura 34 ilustra os processos de aquisição terrestre e marinha.



Figura 33 – Exemplo de Geofones (Matias 2014).

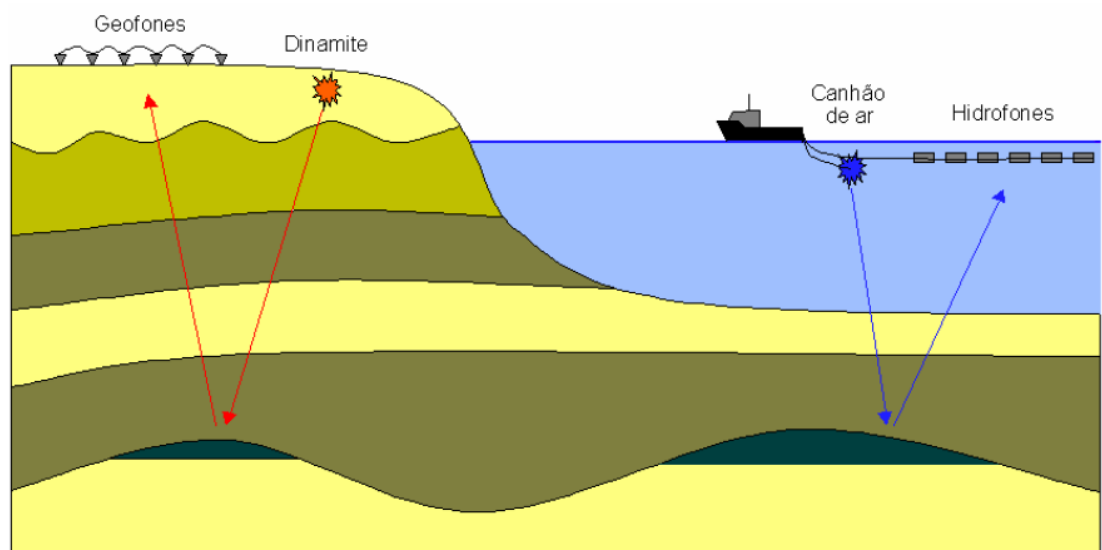


Figura 34 - Aquisição Sísmica em Terra e Mar. Adaptada de Gerhardt (1998) retirado de Silva (2012).

A medida gravada em cada recetor, que é função do tempo de ida e volta da onda, é chamada de *traço sísmico*, enquanto o conjunto de traços gravado para cada onda gerada é chamado de *tiro sísmico*. Quando a aquisição sísmica é realizada através de uma única linha, como representado na figura 34, o tiro sísmico resulta em uma imagem bidimensional e, como observado na figura 35, diz-se que a aquisição é do tipo 2D. Já quando a aquisição é realizada por um conjunto de linhas em paralelo ou uma rede bidimensional de sensores diz-se que a aquisição é do tipo 3D, como observado na figura 36 e, o resultado é a obtenção de um *cubo sísmico*.

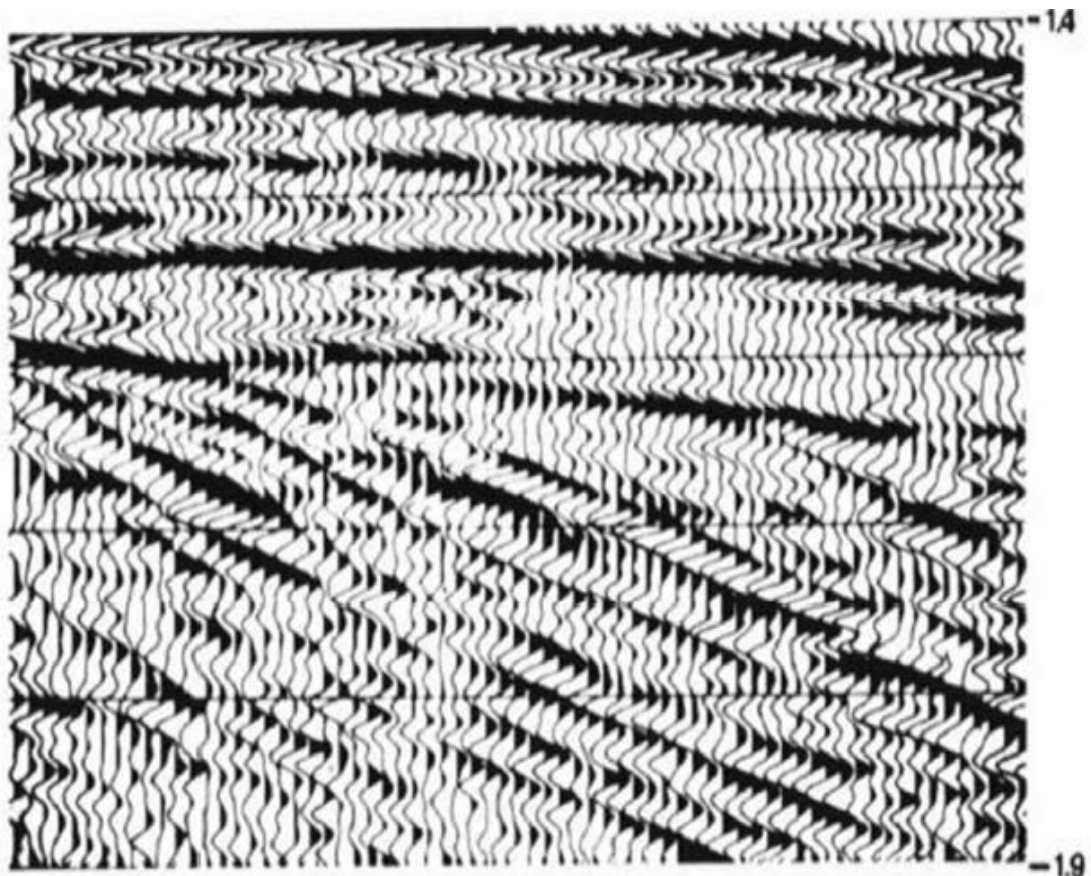


Figura 35 - Exemplo de uma imagem 2D adquirida através de um tiro sísmico (Pinheiro, 2014).



Figura 36 – Representação de um Bloco 3D marítimo (in Pinheiro, 2013).

4.3 Processamento

Para que a aquisição sísmica represente mais correctamente a estrutura geológica da sub-superfície os registos sísmicos devem ser processados. Após os dados adquiridos serem devidamente processados formam uma linha sísmica para o caso 2D ou um cubo sísmico para o caso 3D (Silva, 2004).

Na etapa de processamento, alguns erros inerentes ao levantamento sísmico são corrigidos. Além disso, os dados são reorganizados para formarem uma grelha tridimensional com uma amostra de amplitude sísmica em cada vértice da grelha (*voxel*). Duas das dimensões do conjunto de dados são direcções espaciais e estão relacionadas com as posições das fontes e dos recetores. (Silva, 2012).

Após processamento, pode-se considerar a terceira dimensão do conjunto de dados como sendo a temporal e que a propagação da onda é feita apenas na direcção vertical. Como se pode considerar que a fonte e o recetor estão na mesma posição na superfície, o tempo de cada amostra corresponde ao tempo que a onda leva para viajar até uma interface mais o tempo da volta à superfície (TWT). Uma

coluna de amostras com as mesmas coordenadas espaciais, variando apenas o tempo, é chamada de *traço sísmico*.

Os máximos e mínimos da função de amplitude sísmica do traço são chamados de *eventos sísmicos*.

A organização das amostras num dado sísmico é apresentada na Figura 37. Do lado esquerdo temos a função de amplitudes sísmicas do traço sísmico, na qual a única dimensão é a temporal (1D). No centro tem-se uma seção vertical, do conjunto de dados, formada por um conjunto de traços sísmicos, que é chamada de *linha sísmica* (2D), com uma dimensão espacial e outra temporal. No caso dos dados sísmicos 3D (volume sísmico), formados por várias linhas sísmicas, temos duas direções espaciais, que são chamadas de *inline* (direção das linhas sísmicas) e *crossline* (direção perpendicular às linhas sísmicas), além de uma direção temporal.

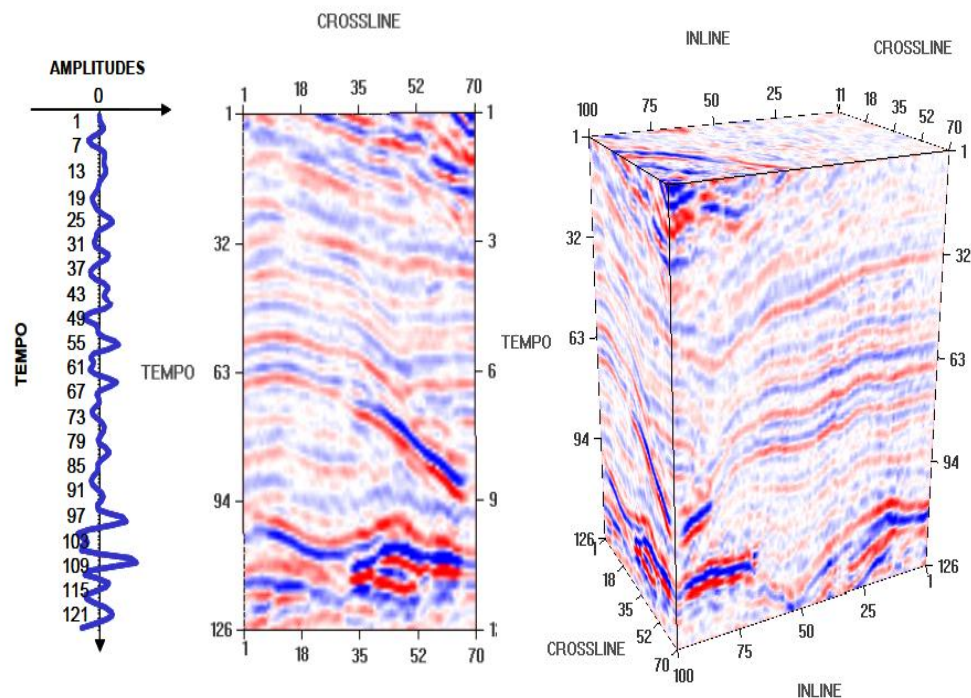


Figura 37 - Traço sísmico (esquerda), linha sísmica (centro) e volume sísmico (direita) (Silva, 2004).

Segundo Silva (2012), um modelo matemático que descreve bem o efeito do processamento sísmico realizado sobre o dado sísmico, é o modelo de convolução⁷, representado na Figura 38. Neste modelo considera-se a função de amplitude sísmica de cada traço do conjunto de dados como sendo o resultado da convolução de um impulso sísmico com uma função refletividade a rigor, a função refletividade é uma distribuição de coeficientes de reflexão. Os coeficientes de reflexão são proporcionais à diferença de impedância acústica entre camadas geológicas adjacentes.

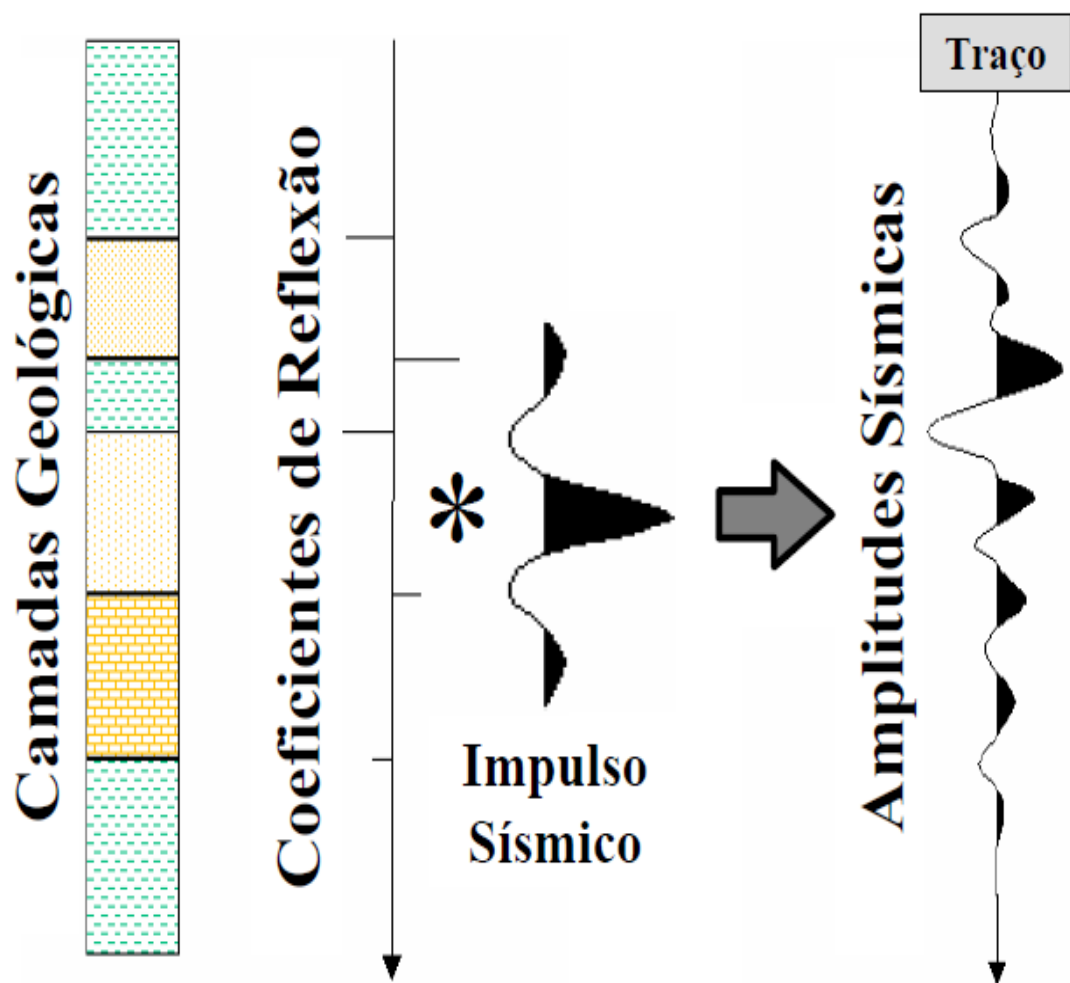


Figura 38 - Modelo de Convolução. Adaptado de Gerhardt (1998)

⁷ A convolução é uma operação utilizada principalmente para filtragem linear, sendo uma das mais importantes em processamento de sinais.

4.4 Interpretação Sísmica

Segundo Robinson *et al.* (1986), a interpretação sísmica é o último estágio no setor de petróleo e gás para a prospeção e identificação correta de reservatórios de hidrocarbonetos em cubos sísmicos corretamente migrados. Sem uma interpretação consistente, os dados sísmicos em si são inúteis. Ela consiste na análise dos dados processados para exploração, caracterização e monitorização dos reservatórios de petróleo. Recentemente, tem-se utilizado a sísmica 4D para monitorar as reservas de modo a melhorar a capacidade de recuperação dos reservatórios em produção.

Na busca por hidrocarbonetos, os dados sísmicos são analisados detalhadamente pelos intérpretes a fim de reconhecer padrões sísmicos que podem dar pistas sobre possíveis acumulações de hidrocarbonetos locais, ambientes de sedimentação e da geologia estrutural da área. Este reconhecimento segundo Chopra e Marfurt (2005) é, muitas vezes, baseado em comparações entre os dados e um banco de dados mental, criado pela experiência e conhecimentos sólidos de geologia e de geofísica do intérprete. Como tal, muitas pessoas consideram o processo de interpretação como algo entre a ciência e a arte.

A *interpretação sísmica* parte da premissa que o *contraste da impedância acústica* (Z) na sub-superfície, representado pelas imagens de secções sísmicas, tem a sua origem nas mudanças das composições das diferentes camadas de rochas, ou seja, a identificação e acompanhamento destas mudanças ao longo das diferentes secções sísmicas formadas, sejam elas 2D ou 3D, ilustram o comportamento geológico do subsolo. A figura 39 representa um cubo sísmico com alguns horizontes cartografados. Observa-se que, para o entendimento geológico da região, outros horizontes diferentes dos que delimitam o reservatório são identificados e cartografados tais como a base ou o topo das várias camadas. A figura 40 representa a identificação e mapeamento do topo e base de diferentes unidades.

Existe, atualmente, uma tendência a se priorizar a utilização da sísmica 3D. Um dos fatores que mais contribui para isso é o seu avanço tecnológico, especialmente na área de *processamento de dados*, face à possibilidade de um melhor entendimento geológico através da visualização das seções sísmicas e cortes horizontais que podem ser feitos ao longo de todo um cubo sísmico (Brown, 1999), o que não ocorre na sísmica 2D, uma vez que o espaçamento entre as diferentes seções não permite análises simples. Entretanto, a utilização das análises sísmicas 2D continua sendo de grande importância, principalmente para análise estrutural de grandes áreas. A possibilidade de utilização de grandes *streamers* de aquisição, com mais de 10 km, também permite análise detalhada de toda a formação geológica de uma extensa região (Fainstein, 2001). Nestes casos, a análise 3D funciona como uma ampliação de áreas identificadas como promissoras através de uma grande análise 2D.

Independentemente do tipo de aquisição e processamento realizados, a identificação de hidrocarbonetos não é uma tarefa fácil. Todavia, sob condições favoráveis, a acumulação de hidrocarbonetos cria efeitos sísmicos que podem ser detetados, pois a sua presença nos espaços porosos das rochas diminui a velocidade sísmica e a densidade, além de aumentar a absorção (Sheriff, 1992). Entretanto, estes indicadores de hidrocarbonetos, como são chamados, variam caso a caso, visto que a *amplitude* e a respetiva forma de onda refletida não dependem apenas da velocidade e densidade da rocha analisada, mas também do contraste existente com as rochas vizinhas. Na prática, indicadores conhecidos como *bright spots* (Figura 42) (Duarte, 2003), inversão de polaridade e mudanças na forma de onda, acabam sendo usados em conjunto como ferramentas para a análise por um intérprete experiente. Portanto, a análise litológica das regiões de interesse pode ser realizada através de aplicações de técnicas de processamento de sinal e imagem a dados de reflexão sísmica que nos permitem extrair dos dados informação relevante, salientando vários aspetos dos dados originais. Estas técnicas são chamadas de *atributos sísmicos*.

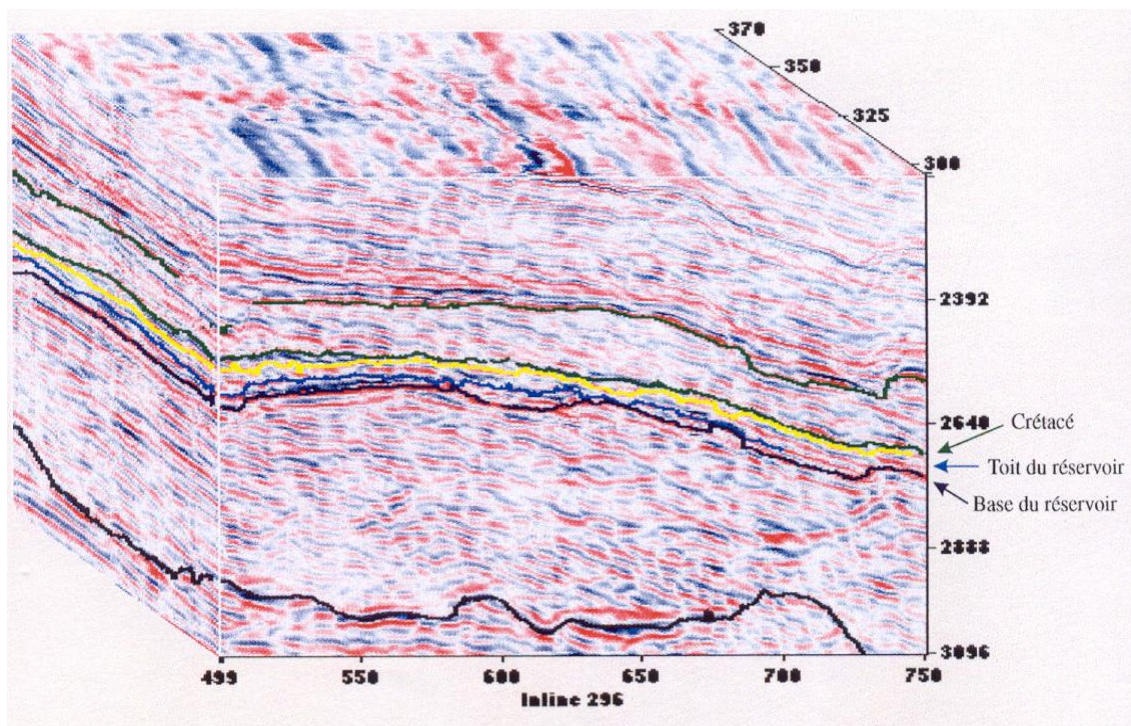


Figura 39 - Exemplo de cubo sísmico 3D e alguns horizontes interpretados (adaptado por Johann, 1999).

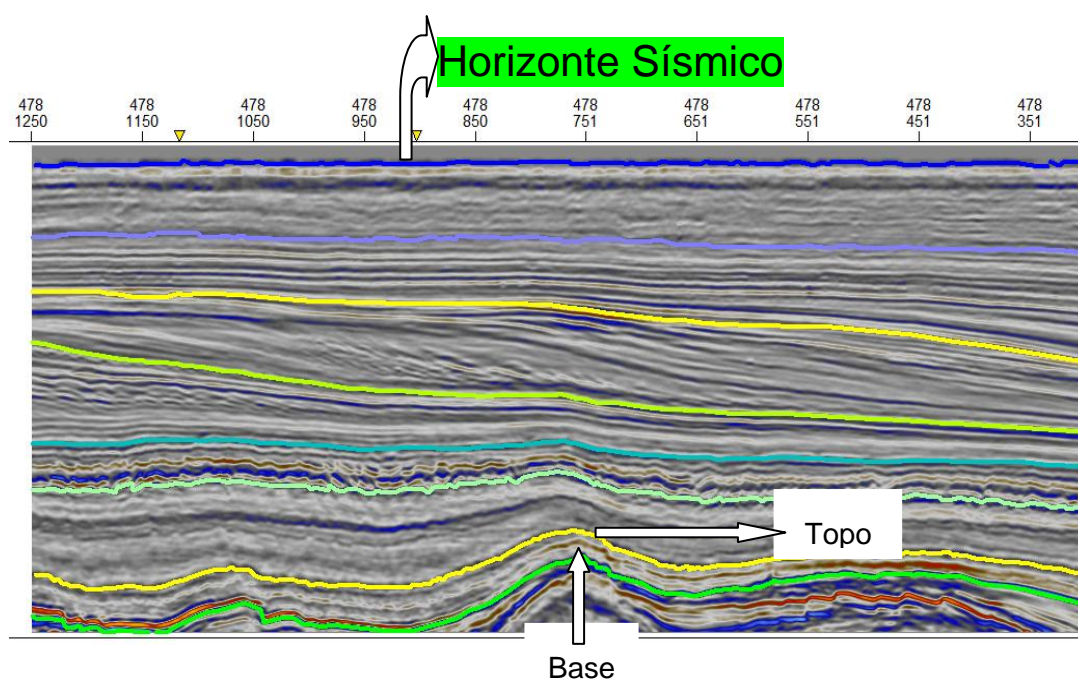


Figura 40 - Identificação e mapeamento dos horizontes topo e base de diferentes unidades no âmbito deste trabalho.

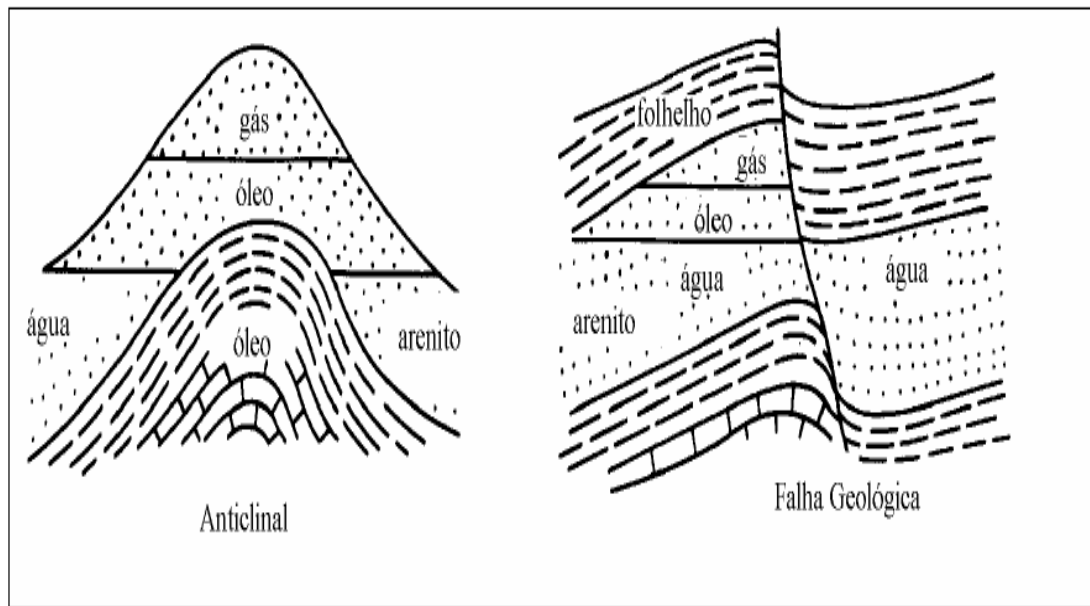


Figura 41 - Modelo geológico resultante da interpretação Sísmica. Adaptado de Robinson e Treitel (1980)

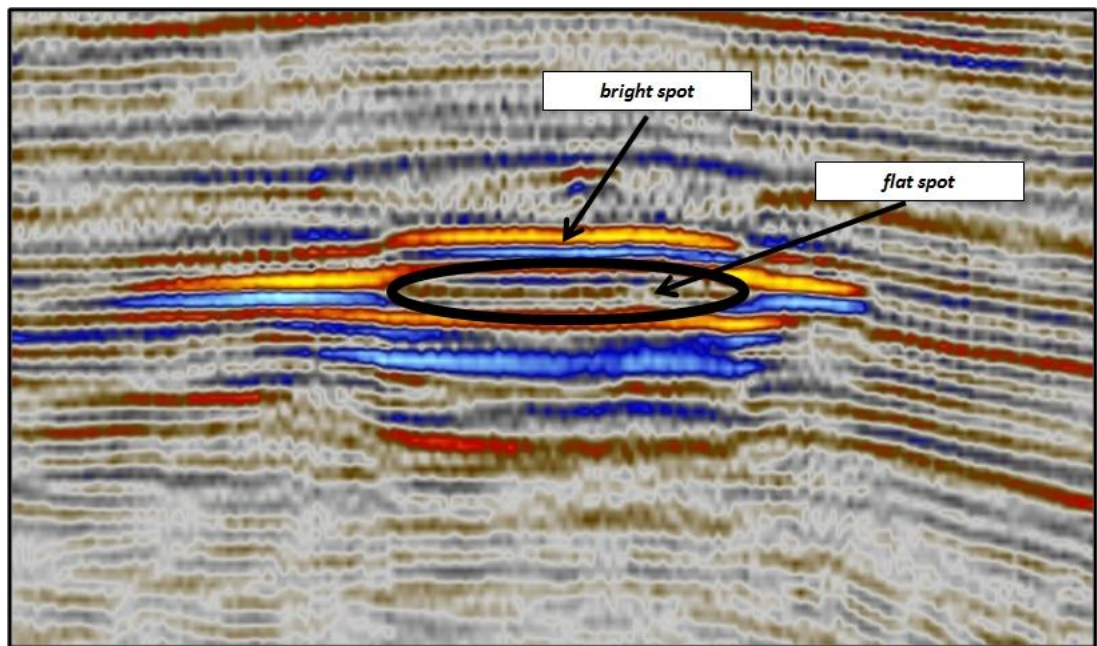


Figura 42 - Representação de um *flat spot* e um *bright spot* numa seção sísmica que materializa a superfície do contacto entre a água e os hidrocarbonetos (modificado por Katata, 2013).

Segundo Sheriff (1991), citado por Silva (2012), define-se um *horizonte sísmico* (Figura 40) como sendo a superfície que separa duas camadas diferentes

de rocha, onde tal superfície (mesmo sem ter sido identificada) está associada com uma reflexão que se estende por uma grande área. Um horizonte sísmico manifesta-se num dado sísmico como uma série de eventos (reflexões sísmicas; picos ou vales de amplitudes sísmicas em wavelets de fase zero) que aparecem de forma consistente traço a traço. O mapeamento dos horizontes, do conjunto de dados, é uma das tarefas mais importantes da interpretação sísmica. Os horizontes sísmicos também são chamados de refletores.

Segundo Mitchum *et al.* (1977), o processo de *interpretação sísmo-estratigráfica* completo consiste em reconhecer, correlacionar e determinar a idade das sequências sísmicas, reconhecer, cartografar e interpretar as fácies sísmicas e fazer uma análise regional da variação do nível da água do mar durante a sua deposição. O mesmo autor afirma que as terminações e as configurações dos refletores sísmicos são interpretadas como padrões de estratificação ou de não-deposição, e são usadas para reconhecer e correlacionar sequências deposicionais, interpretar os ambientes deposicionais e estimar a litofácies (Figura 43).

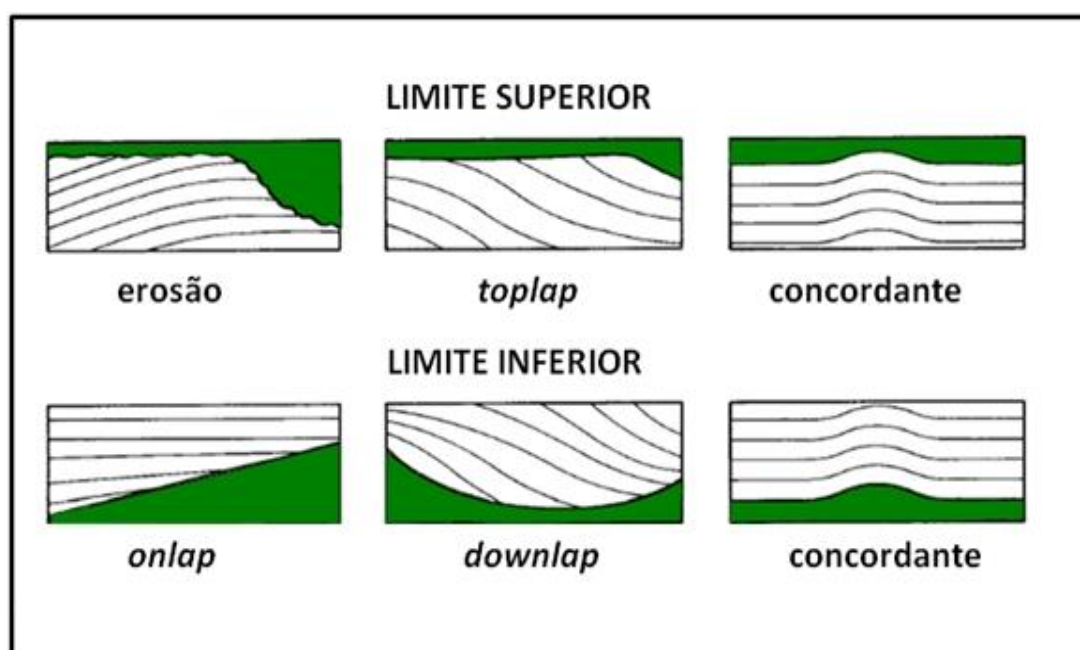


Figura 43 - Padrões de terminações dos refletores sísmicos (Mitchum *et al.*, 1977).

5 Caracterização de um Reservatório de Hidrocarbonetos num bloco sísmico 3D

Segundo Silva (2012), a caracterização de reservatórios, a partir de dados geofísicos, consiste em inferir as propriedades físicas de um reservatório (porosidade, permeabilidade, saturação do fluido e geometria), assim como determinar mudanças na sua distribuição ao longo do mesmo.

Este processo de caracterização, consiste em reunir dados adquiridos a partir de diferentes fontes, escalas e métodos, tais como dados de poços, dados sísmicos, informações sobre as características físicas das rochas e modelos geológicos, com o objetivo final de gerar um modelo estático 3D de permeabilidade, porosidade, litologia e saturação. Para uma melhor caracterização e delimitação de reservatórios, é fundamental possuir um conhecimento aprofundado sobre a forma como os dados geofísicos são adquiridos e processados.

Entretanto, o *software Petrel*, da empresa *Schlumberger*, é um programa de interpretação e simulação sísmica que ajuda no aumento da performance e no melhoramento da produtividade dos geólogos, geofísicos e petrofísicos no estudo dos reservatórios de hidrocarbonetos permitindo um trabalho de cooperação (Schlumberger, 2008).

O objetivo final do uso do *Petrel* é a criação de um modelo tridimensional de um reservatório baseado na interpretação de dados sísmicos.

5.1 Importação dos dados para o *software Petrel* (Schlumberger)

No presente trabalho procedeu-se, em primeiro lugar, à importação dos dados do Bloco sísmico 3D no formato *SEG-Y*, formato padrão especificado pela *Society of Exploration Geophysicists (SEG)*, com o intuito de uniformizar o formato dos dados sísmicos usados na indústria petrolífera (Bacon *et al.*, 2003; Kata, 2013).

No *software* Petrel, tanto os dados de sísmica de reflexão 2D como os dados 3D podem ser importados/exportados neste formato, ou então no formato ZGY, que é um formato interno comprimido, que permite uma mais fácil manipulação dos dados, devido à compressão de informação. No *Petrel*, os dados devem ser organizados em pastas e subpastas, para uma melhor estruturação do trabalho. Alguns tipos de dados são obrigatoriamente armazenados em pastas pré-definidas, tais como poços, *well tops* e dados referentes à reflexão sísmica.

5.1.1 Iniciar um novo Projecto: Importação do Cubo Sísmico

Para a importação do Cubo Sísmico da área em estudo, foram efectuados os seguintes passos de forma sequencial:

- Iniciou-se com a ligação ao programa Petrel 203.2 e depois, importou-se o ficheiro Netherlands Offshore F3 Block.segy e, aqui, não foi necessário seleccionar qualquer formato, uma vez que os dados já vêm em formato SEG Y e com os parâmetros pré-definidos como recomenda *Schlumberger* (2008) de modo a evitar erros. A importação com os parâmetros pré-definidos permite a especificação correcta da localização dos *bytes* correspondentes a *inlines*, *crosslines* e localização em X e Y

Por fim, é visualizada uma imagem onde as relações *Inline/Crossline* e destas com as correspondentes posições X e Y podem ser avaliadas de modo a fazer um controlo de qualidade dos dados a importar (*Schlumberger*, 2005), (Figura 44 e Figura 45).

SEG-Y Import

File: Vintage: Set default vintage

☐ 2D ☒ 3D

☐ Ignore SEG-Y coordinates ☒ Ignore traces with null (0,0) coordinates

Trace headers:	Byte position	Header format
X coordinate	73	4 byte (32-bit) integer
Y coordinate	77	4 byte (32-bit) integer
Line detection method	Trace header fields	
Inline number	5	4 byte (32-bit) integer
Crossline number	21	4 byte (32-bit) integer
CDP number	21	4 byte (32-bit) integer
Shotpoint number	17	4 byte (32-bit) integer

Scan... ?

Start trace:

Traces to scan:

☐ Sample format:

☐ Samples per trace: ☐ Sample interval:

☐ Time/depth first sample: ☐ Coordinate scale:

☐ Use trace weighting factors ☐ Skip header sanity checks

SEG-Y headers from first file

```

SEG-Y header from file: C:\Documents and Settings\nelia.alves\Deskto
C 1 SEG-Y OUTPUT FROM Petrel 2009.2 (64-bit) Thursday, October 14 20
C 2 Name: Orig Amp Type: 3D seismic
C 3 First inline: 152 Last inline: 900
C 4 First xline: 150 Last xline: 750
C 5 X min: 451187.18 max: 458842.61 delta: 7655.43
C 6 Y min: 6780245.45 max: 6789707.30 delta: 9461.85
C 7 Time min: -2304.72 max: -1396.00 delta: 908.73
C 8 Trace min: -2302.72 max: -1398.00 delta: 904.72

```

Figura 44 - Caixa de diálogo da importação de dados sísmicos pelo formato SEG-Y com parâmetros pré-definidos. Na caixa verde encontram-se as opções relacionadas com o formato dos dados e na caixa a cor vermelha encontram-se os cabeçalhos de texto do formato SEG-Y que fornecem informação sobre a localização correta dos bytes. (retirado de Alves, 2011)

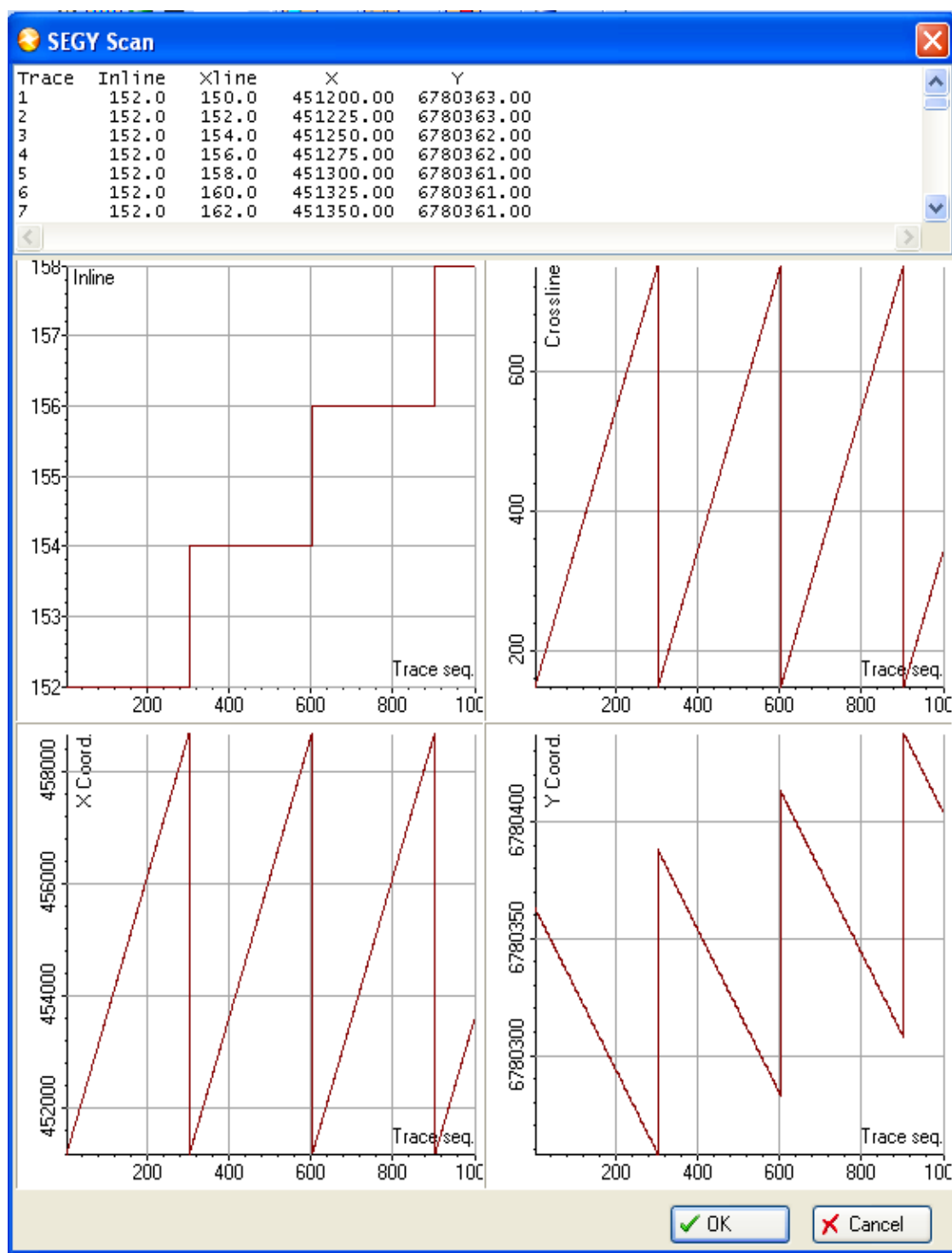


Figura 45 – Scan dos 1000 primeiros traços dos dados sísmicos para verificar a relação entre traços e inline/crossline e coordenadas X e Y durante a importação da sísmica com formato SEG-Y. A imagem Superior esquerda representa Sequência de traço/Inline; Superior direito representa Sequência de traço/Crossline; Inferior esquerdo representa Sequência de traço/Coordenadas X, e Inferior direito representa Sequência de traço/Coordenadas Y. (retirado de Alves, 2011).

Após a importação dos dados no *software*, criou-se um cubo comprimido para mais fácil manipulação e visualização.

Tal cubo foi obtido com recurso ao processo “*Realize*”⁸. Neste caso os ficheiros *SEG-Y* são convertidos para o formato *ZGY*. O *Petrel* permite ainda mudar o formato *floating point* dos dados, de *32-bits* para *16-bits* ou *8-bits*, o que representa uma redução significativa do tamanho do ficheiro que varia entre 50% a 70% em relação ao ficheiro original. A mudança da resolução não é crítica para a maioria das operações; no entanto, os dados sísmicos devem ter sempre *32-bytes* de resolução se forem utilizados num processo de interpretação automático. No caso de se utilizar uma resolução demasiado baixa, o volume não terá uma gama dinâmica suficiente (*Schlumberger*, 2008; Katata, 2013).

Para efetuar a operação *Realize* segundo *Schlumberger* (2007b), é necessário:

1. Ir ao menu de definições do cubo sísmico para o qual se pretende fazer o *Realize*;
2. Escolher o separador de operações, seleccionando a opção “*Set from source as shown above*”, e
3. Fazer um *scan* aos dados (Figura 46). A primeira sequência de passos irá realizar um *scan* dos valores dentro dos dados sísmicos e apresenta-os sob a forma de um histograma.

Depois dos passos anteriores, selecciona-se a opção *Filter Bins* para excluir o pico máximo, muitas vezes relacionado com valores nulos nos dados. Remover este efeito é de grande importância quando o processo de *Realize* está a ser feito para um volume de atributos sísmicos.

⁸ Este processo permite ao utilizador criar assim uma cópia física comprimida do volume da sísmica 3D ou linhas sísmicas em 2D após a sua importação.

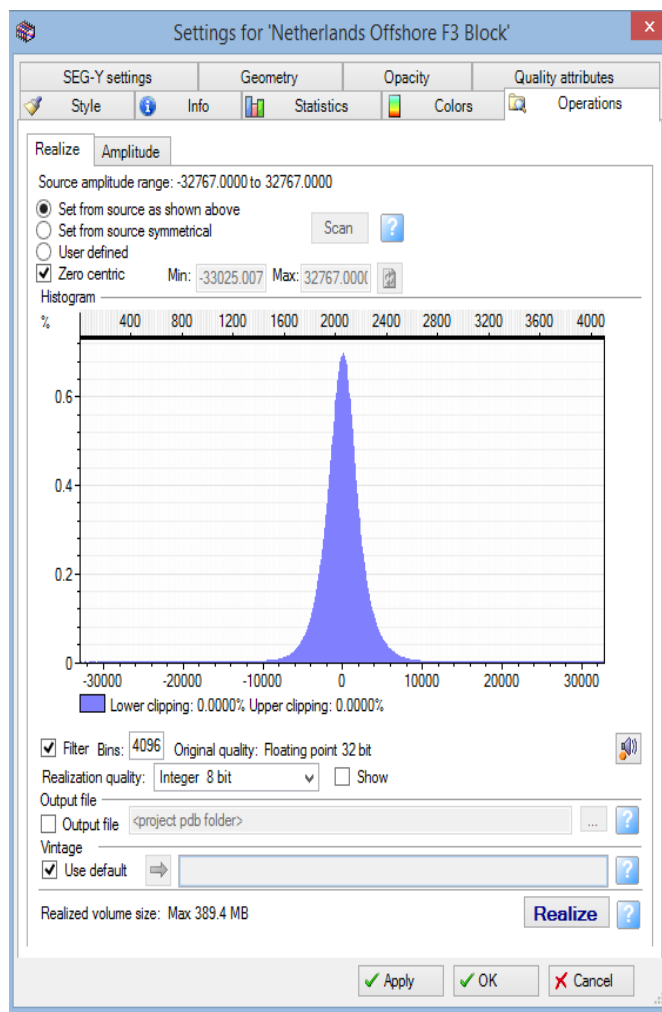


Figura 46 - Caixa de diálogo do processo do *Realize* no ambito deste trabalho.

Não existe nenhuma diferença, à primeira vista, nos dois formatos dos cubos. A maior dificuldade baseia-se na manipulação e visualização das *crosslines/inlines*, isto é, nota-se que o processo é consideravelmente mais rápido no formato *ZGY* comparativamente ao formato *SEG-Y*.

5.2. Identificação e cartografia dos principais horizontes

O reconhecimento dos principais intervalos estratigráficos foi interpretado sem auxílio dos dados de poços. No total, sete horizontes foram cartografados selecionando os limites entre as principais sequências sismo-estratigráficas

observadas, sendo considerado o topo e base de cada unidade e Fundo do Mar (Figura 47). Foram distinguidas sete unidades separadas por diferentes discordâncias.

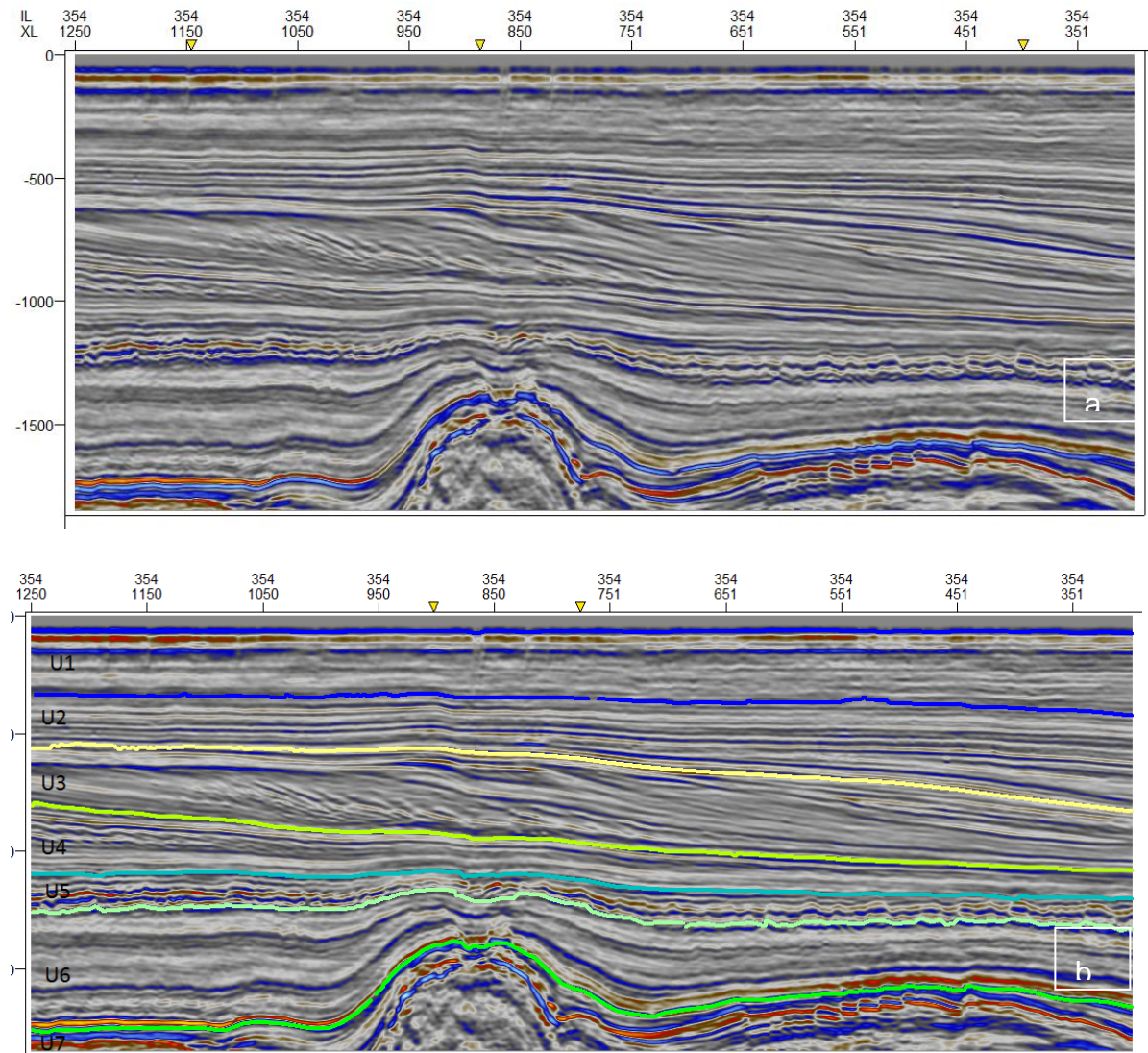


Figura 47 – Exemplo de secção sísmica: a) Inline 354 não interpretada e b) Inline 354, com os horizontes interpretados e camadas definidas no âmbito deste trabalho.

Primeiramente a calibração dos horizontes foi feita no dado sísmico 3D (em TWT), onde seções transversais e paralelas à linha de costa (*Crossline* e *Inline*, respetivamente) foram interpretadas. As *Inlines* estão numeradas de 100 a 750 com o passo de 1 (em intervalos de 25 metros), e as *Crosslines* de 300 a 1250 com

passo de 1 e o *Z (Time slice)* vai de 0 a 1848 ms com passo de 4 ms. Entretanto, para a interpretação dos horizontes foi usado o método *seeded 3D Autotracking*. O rastreamento dos horizontes foi efetuado manualmente, seguindo um intervalo com uma distância de cinco linhas ou de 10 em 10, tendo sido usado para alguns horizontes o rastreamento automático.

No fundo do mar as linhas sísmicas apresentam muitos ruídos e baixas frequências, dificultando a interpretação e tornando-a imprecisa; como referido atrás, foram interpretados sete horizontes com base na sísmica. Dos horizontes interpretados, foram definidas e seguidas da sua interpretação no cubo sísmico as sete unidades sismo-estratigráficas, denominadas de U1 a U7 através dos princípios da sismo-estratigrafia. Esses conceitos foram abordados e definidos por Mitchum *et al* (1977), e consistem na observação de dados sísmicos e identificação de padrões geométricos gerados pelas terminações, configurações internas das refletores e fácies sísmicas.

Das unidades identificadas, as unidades 1 e 2 possuem refletores que apresentam no interior da sequência sedimentar uma configuração sub-paralela, com alta a média amplitude e boa continuidade. Predominam no Topo e na Base terminações *onlap*, onde as discontinuidades estratigráficas mantêm um paralelismo entre os estratos superior e inferior (Figura 47). Foram observadas refletores de grandes amplitudes, interpretadas como sendo reservatórios de hidrocarbonetos com acumulações de gás. De acordo com a inline 354 (Figura 47) e tendo em conta que a velocidade de propagação das ondas P na Unidade 1 da ordem dos 2000 metros por segundo e a variação do tempo igual a 0.3 segundos (em TWT), a sua espessura será da ordem dos 300 metros aproximadamente. Para a unidade 2, considerando a velocidade de propagação na ordem dos 2400 metros por segundo e a variação do tempo igual a 0,2 segundos a norte e 0,4 segundos a sul (em TWT), a sua espessura será da ordem dos 240 metros à Oeste e 480 metros à Este. De acordo com vários autores, a unidade 1 pertence ao

quartenário e a sua idade varia entre 0 e os 3 Mil anos e a unidade 2 pertence ao Pliocénico Superior e a sua idade varia de 3 e os 5,2 Mil anos.

A unidade 3 (Figura 48), caracterizada por um complexo sistema de deltas, possui refletores que apresenta uma configuração interna sigmoidal progradante de baixa energia, com média a baixa amplitude e com predominância de terminações do tipo *toplap* no limite superior *downlap* e concordância correlativa no limite inferior. Assumindo para esta unidade uma velocidade de propagação das ondas P da ordem dos 2800 metros por segundo e a variação do tempo igual a 0.28 segundos (em TWT), a sua espessura será da ordem dos 392 metros aproximadamente. A sua idade varia entre 5 e 11.3 Mil anos isto é entre o Miocénico Médio e o Pliocénico Superior.

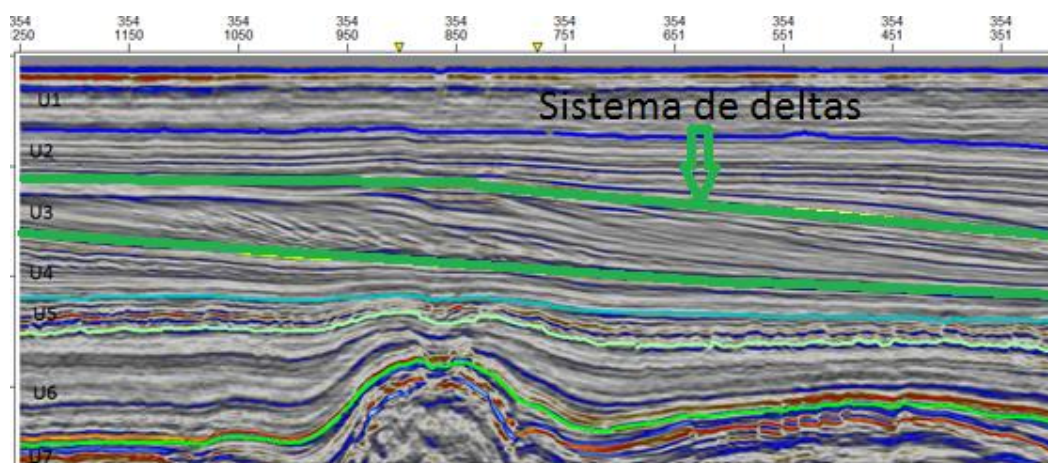


Figura 48 – Exemplo de secção sísmica (Inline 354) com delineação da unidade constituída pelo complexo sistema de delta.

A unidade 4 (Figura 47), possui refletores que apresentam uma configuração sub-paralela, com média a baixa amplitude e com predominância de terminações concordantes no limite superior e limite inferior. Esta unidade pertence ao Pliocénico Superior e Eocénico Médio. Assumindo para esta unidade uma velocidade de propagação das ondas P da ordem dos 3200 metros por segundo e

a variação do tempo igual a 0.3 segundos (em TWT) à Oeste e 0.1 segundos à Este, a sua espessura será da ordem dos 480 e 160 metros aproximadamente.

A unidade 5 (Figura 49), é caracterizada por grande número de pequenas fraturas a que se pode chamar de sistemas de falhas poligonais; possui refletores com uma configuração do tipo *hummocky*⁹ discordante, com alta e média amplitude. Assumindo para esta unidade uma velocidade de propagação das ondas P da ordem dos 3500 metros por segundo e a variação do tempo igual a 0.1 segundos (em TWT), a sua espessura será da ordem dos 175 metros aproximadamente. Esta unidade pertence a Eocénico Médio e Inferior com uma idade que vai desde 11.3 e 20 Mil anos.

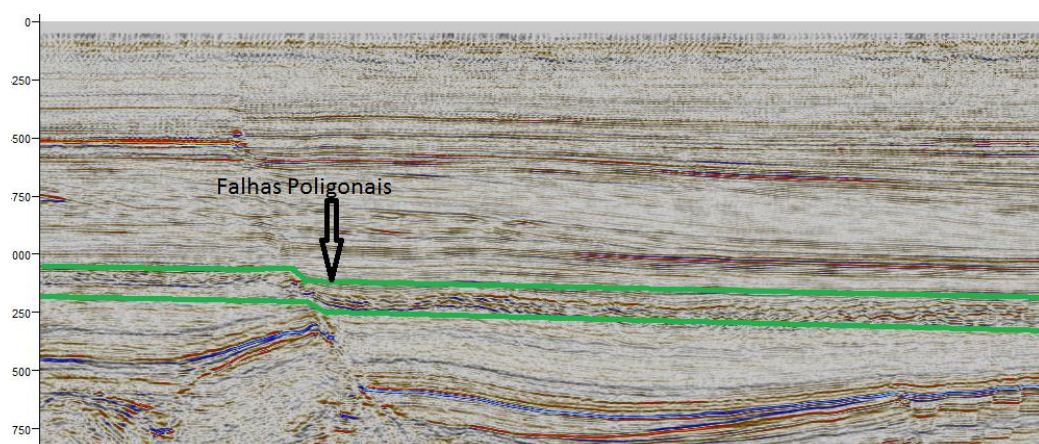


Figura 49 – Exemplo de secção sísmica (Inline 254) com delineação da unidade constituída pelo sistemas de falhas poligonais no âmbito deste trabalho.

A Unidade 6 (Figura 47) é a mais espessa de todas. Além de possuir uma configuração interna semelhante à unidade 5, do tipo *hummocky*, nota-se a presença de refletores sub-paralelos, com baixa amplitude; as terminações dos refletores são concordantes no limite superior e, na base, as terminações são concordantes a Norte e do tipo *downlap* a Sul; assumindo para esta unidade uma velocidade de propagação das ondas P da ordem dos 3800 metros por segundo e a variação do tempo igual a 0.6 a Oeste e 0.5 segundos a Este (em TWT), a sua

⁹ É caracterizada por refletores sub-paralelos, ondulados e segmentados com terminações não sistemáticas

espessura será maior à oeste com aproximadamente a 1140 metros e mais estreita à Este com aproximadamente a 950 metros. A sua idade vai desde 28 e 62 Mil anos e pertence a Eocénico Inferior e Paleocénico Inferior.

A unidade 7 (Figura 50), é caracterizada pela presença, na parte superior desta unidade, de domos salinos, possui refletores com configurações do tipo sub-paralelo a Norte e divergente a Sul, na sua parte superior, e do tipo caótico na sua base, devido a presença do sal, com alta a baixa amplitude e com uma espessura da ordem dos 900 metros aproximadamente. Assumindo para esta unidade uma velocidade de propagação das ondas P da ordem dos 4000 metros por segundo e a variação do tempo igual a 0.1 à Oeste, 0.6 na parte central e 0.2 segundos (em TWT) à Este, a sua espessura será da ordem dos 200, 1200 e 400 metros aproximadamente. Esta unidade pertence ao Paleocénico Inferior e Pérmico Superior com uma idade maior de 62 anos.

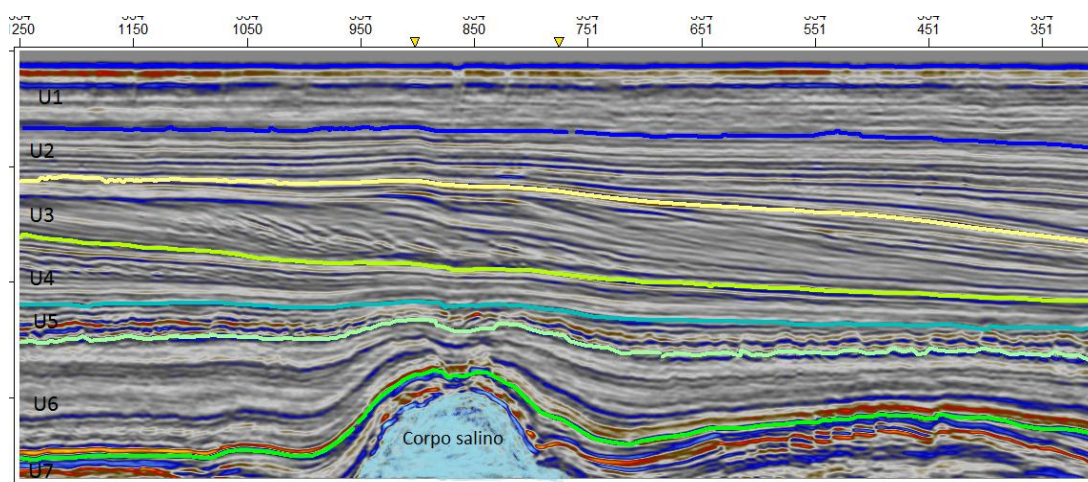


Figura 50 - Exemplo de secção sísmica (Inline 190) com sinalização de um corpo salino no âmbito deste trabalho.

Para a escolha destes horizontes, teve-se em atenção os refletores com fortes amplitudes e contínuos, bem como os pontos de interceção entre as *crosslines* e as *inlines*, fazendo o *picking* nas proximidades destes pontos, com o objetivo de se evitar as mudanças de fase durante o rastreamento dos mesmos.

5.3 Construção de mapas estruturais em tempo (TWT)

Uma vez concluída a interpretação sísmica, foram construídos mapas estruturais (Figura 51) para cada horizonte, utilizando-se o método de Interpolação¹⁰ da Curvatura Mínima. Ao expressar o relevo do horizonte estratigráfico, tal procedimento é útil na observação de fechos estruturais, configurando possíveis armadilhas para os hidrocarbonetos que ajudam a realçar a topografia dos horizontes rastreados.

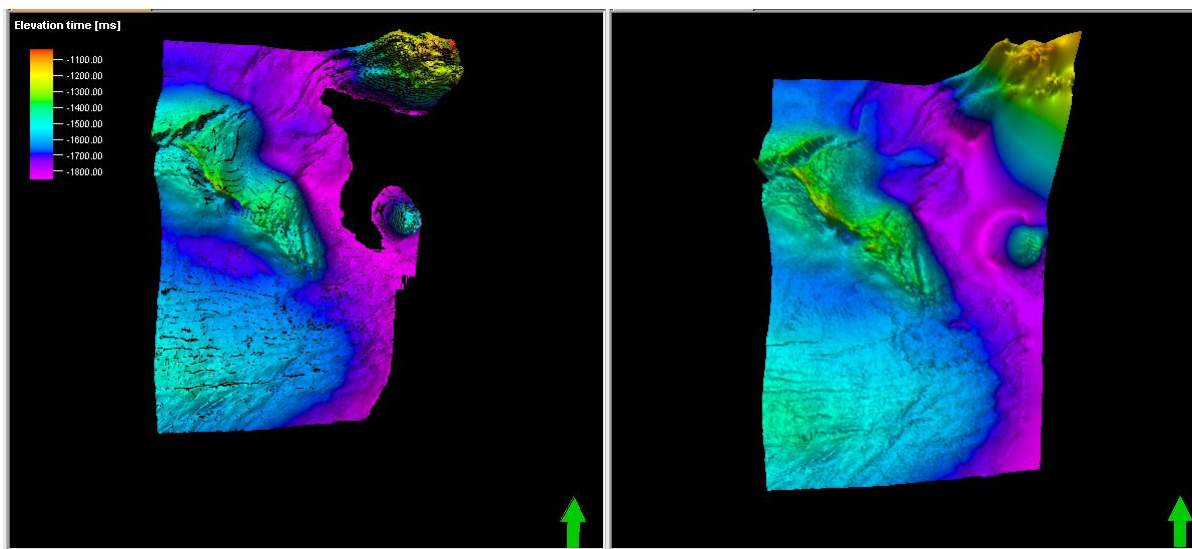


Figura 51 - Exemplo de grelhas de interpretação (A) criadas a partir da interpretação em secções verticais (*inline* e *crossline*) do horizonte 1 e o seu respetivo mapa estrutural (B)

Relativamente aos mapas acima representados (Figura 51), a variação das cores, representa a topografia do reflector correspondente ao topo ou base da camada estudada, representando um tempo de ida e volta (TWT) das reflexões, onde os tons a vermelho significam profundidades menores, e os tons azulados maiores profundidades. Através do mapa estrutural, podemos observar que os horizontes interpretados apresentam uma topografia variável, com altos e baixos (Figura 52).

¹⁰ Trata-se de um processo através do qual se procura calcular o valor de uma variável num ponto, a partir dos valores de pontos próximos onde os valores dessa variável são conhecidos.

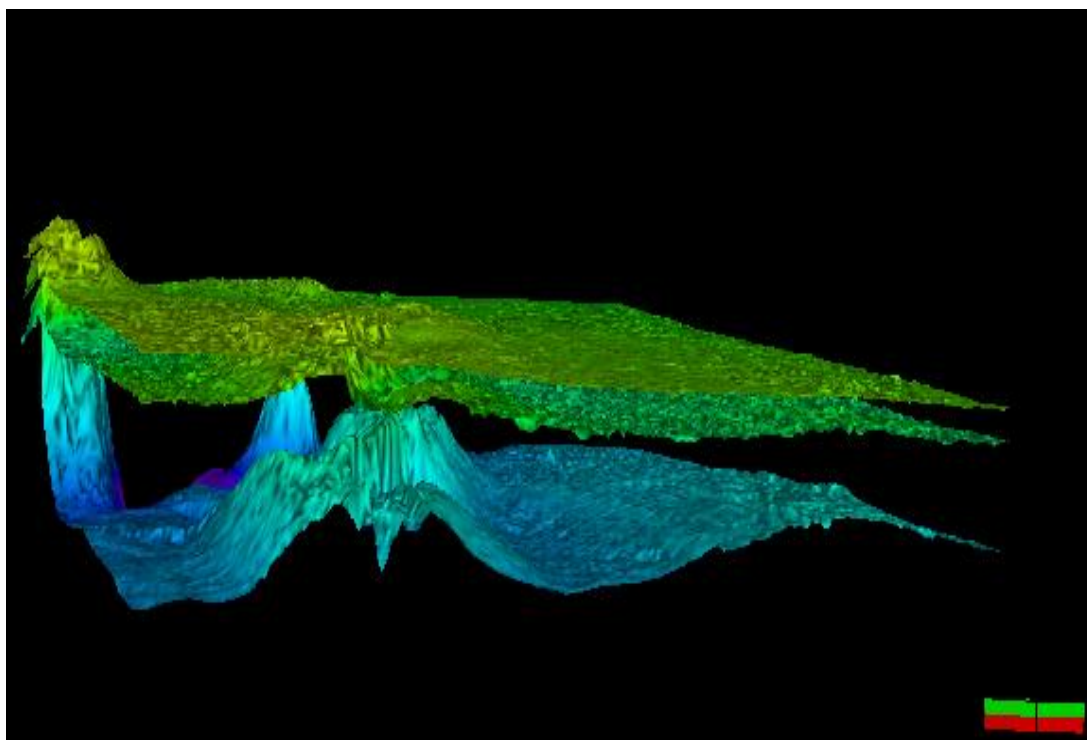


Figura 52 – Topografia presente nos dados sísmicos 3D do topo e da base de alguns horizontes interpretados da área de estudo.

5.4 Atributos Sísmicos

Segundo Taner (2001) e Brown (2004), os atributos são ferramentas importantes e úteis na caracterização de um reservatório, tal como o é a observação de contrastes litológicos ou a continuidade e espaçamento das camadas com interesse para este tipo de análise em particular.

Para uma melhor compreensão deste trabalho, foram interpretados em secções horizontais atributos de *amplitude RMS*, *Envelope*, *Impedância acústica*, *Frequência Instantânea* e a *Variância*. Estes atributos foram calculados para estudo das principais estruturas presentes no dado sísmico 3D e, assim, proceder-se à interpretação, à caracterização de eventuais reservatórios, à presença de corpos salíferos e identificação de outros indicadores diretos, ou não, da presença de

hidrocarbonetos. Descrevem-se de seguida sumariamente alguns dos atributos utilizados neste trabalho.

Atributos de *Amplitude RMS*

É a raiz quadrada da soma dos quadrados das amplitudes dividida pelo número de amostras, conforme se apresenta na equação:

$$\sqrt{\frac{(\sum_i^n amp^2)}{k}}$$

; onde “k” é o número total de amostras.

(Eq.3)

Este atributo pode mapear diretamente indicadores de hidrocarbonetos e outras feições geológicas em função da resposta da amplitude. Em geral, informações de amplitudes são usadas para ressaltar acumulações de gás e fluidos, canais e areias deltaicas, descontinuidades, efeito de tuning e mudança de sequência estratigráfica. Variações laterais de amplitude têm sido usadas para estudos estratigráficos, afim de ressaltar estratigrafia concordante.

Frequência Instantânea

Segundo Taner (2001), Brown (2004) e Azevedo (2009), o atributo de Frequência instantânea é útil na identificação e interpretação de eventos geológicos que causem fenómenos de absorção: eventos estratigráficos, falhas, ou fluídos no espaço poroso. Estes atributos são também úteis na previsão das propriedades de um reservatório. A sua combinação com atributos derivados das amplitudes permite a interpretação de camadas geológicas mais finas que muitas vezes são difíceis de identificar nos dados originais.

Envelope

De acordo com Taner (2001), o envelope é calculado como a média da energia refletida, para o cálculo da energia refletida é considerada apenas a

amplitude, independente da fase. Para cada amostra de tempo a energia refletida é calculada de acordo com a equação:

$$\text{Energia Refletida} = \sqrt{(\text{traço real})^2 + (\text{traço imaginário})^2} \quad (\text{Eq.4})$$

Com isso, a energia refletida se torna sempre positiva e da ordem da mesma magnitude do traço sísmico. Depois desse cálculo é feito a média.

A aplicação desse atributo é similar o RMS, porém ele é mais sensível porque a informação de amplitude é isolada da fase. Consequentemente, envelope é usado para ressaltar variações litológicas, efeitos de tuning, descontinuidade, acumulações de fluidos, já que apresentam variações na amplitude do sinal.

Variância

O cálculo de variância tem como intuito de fornecer uma visão mais fácil de interpretar no que diz respeito à distribuição e geometria das falhas, canais e outras características geológicas de interesse, e que podem funcionar como elementos ativos num possível sistema petrolífero.

No Petrel, para o cálculo da variância é necessário seguir os passos que passo a citar:

1. *Filter length*: o tamanho do filtro controla o número de traços na horizontal para, depois, ser usado no cálculo da variância espacial. Estes valores têm como mínimo 1 e máximo 11, sendo o valor usado geralmente igual a 3. Um filtro de maior dimensão terá um resultado mais suave e os melhores resultados são obtidos com 3x3 ou 5x5.

2. *Vertical Smoothing (milliseconds)*: melhoram a continuidade de Valores superiores (maiores de 80 ms); estes valores reduzem o ruído de forma eficaz e suavizam verticalmente a nitidez dos limites de estruturas que possam existir. Recomenda-se a utilização de valores que variam de 32 a 64 ms dependendo das características da sísmica utilizada. Estes valores têm como mínimo 0 e máximo 200ms, sendo o valor utilizado geralmente igual a 15ms.
3. *Dip Correction (Inline, crossline, vertical scale)*: a variância é calculada ao longo do plano de mergulho, um maior tamanho do filtro dá um resultado mais suave. O valor ideal usado na aplicação deste filtro varia entre 0 e 5 sendo o valor geralmente usado igual a 1,5.
4. *Plane confidence threshold*: utilizado para determinar um valor de confiança para um plano da fratura. O valor ideal usado na aplicação deste filtro varia entre 0 e 1 sendo o valor geralmente usado igual a 1.

O uso em conjunto destes atributos é para distinguir aqueles que apresentam melhores resultados tais como identificação mais fácil de falhas, reservatórios, presença de sal e as estruturas nelas associadas num cubo sísmico através de comparações entre os diferentes cálculos de atributos obtidos. É com base nestes conceitos que se desenvolverá a apresentação desta secção.

A qualidade das imagens depende do tipo de atributo sísmico utilizado pelo intérprete; elas apresentam falhas e devido ao ruído destas podem levar o intérprete a um erro. Neste caso pode-se comparar as imagens e chegar-se a uma conclusão daquilo que se deseja na interpretação.

Para o cálculo de um cubo de variância foram utilizados parâmetros mais aconselháveis que são de 5 para *inline* e *crossline range* e 15 para o *Vertical smoothing*. Esses parâmetros ajudaram na qualidade das imagens.

5.4.1 Interpretação Estrutural e cartografia espacial das principais Falhas

Para melhor perceber as falhas; zonas de camadas finas; a presença ou não de hidrocarbonetos, a identificação e/ou certificação de corpos que possam ter algum interesse, etc, foram integrados os detalhes estruturais e estratigráficos obtidos na fase da interpretação sísmica com os resultados da análise de atributos sísmicos.

Nesta fase do trabalho, foi analisado cuidadosamente do cubo sísmico, para se evidenciar o padrão estrutural da área de estudo, representando fundamentalmente as falhas.

Segundo *Schlumberger* (2008), existem duas formas principais de interpretar falhas no *Petrel* 2010.2:

- Interpretação clássica em secções verticais de reflexão sísmica;
- Por modelação das falhas diretamente na janela 3D utilizando o processo *Fault Modeling*.

Após a interpretação das principais unidades sismo-estratigráficas foi feita a interpretação e cartografia espacial das principais falhas que afetam a área de estudo.

Vários atributos estão disponíveis, que são capazes de destacar características de falha. A Variância é um excelente ponto de partida para capturar a expressão falha nos dados e a sua visualização é melhor visto na orientação *time slice*.

As falhas foram interpretadas em secções sísmicas verticais (*inlines* e *crosslines*) e os resultados são apresentados a seguir (Figura 53)

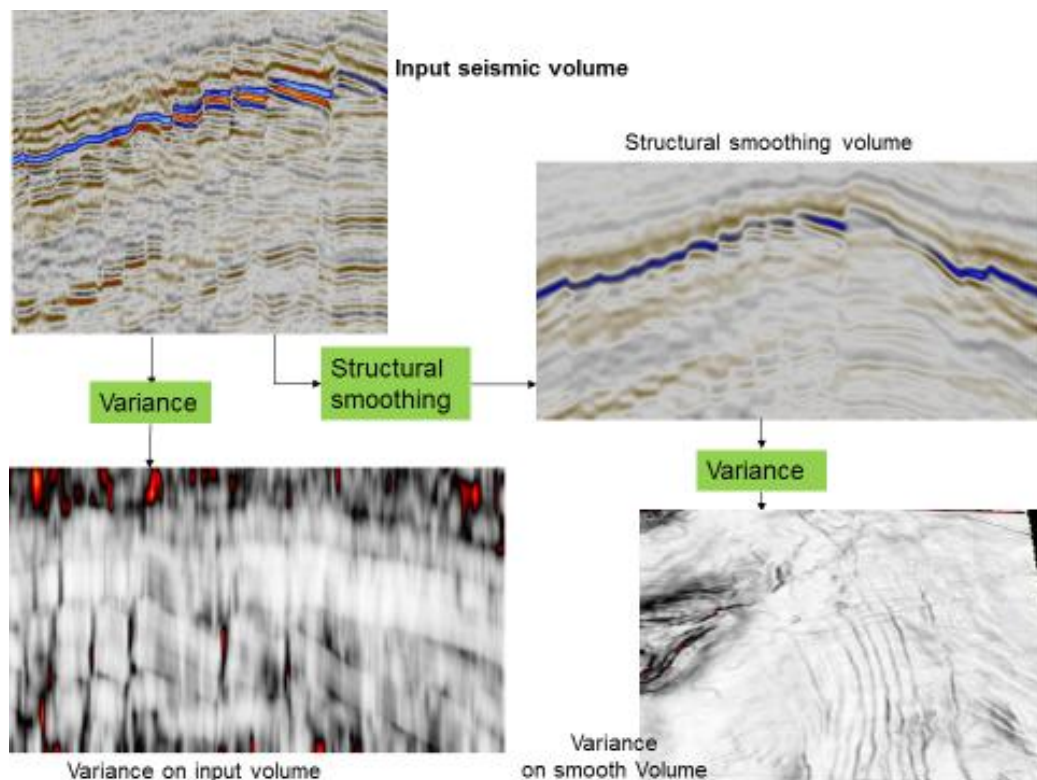


Figura 53 - Exemplo de passos a seguir para o cálculo de volume de Variância no âmbito deste trabalho.

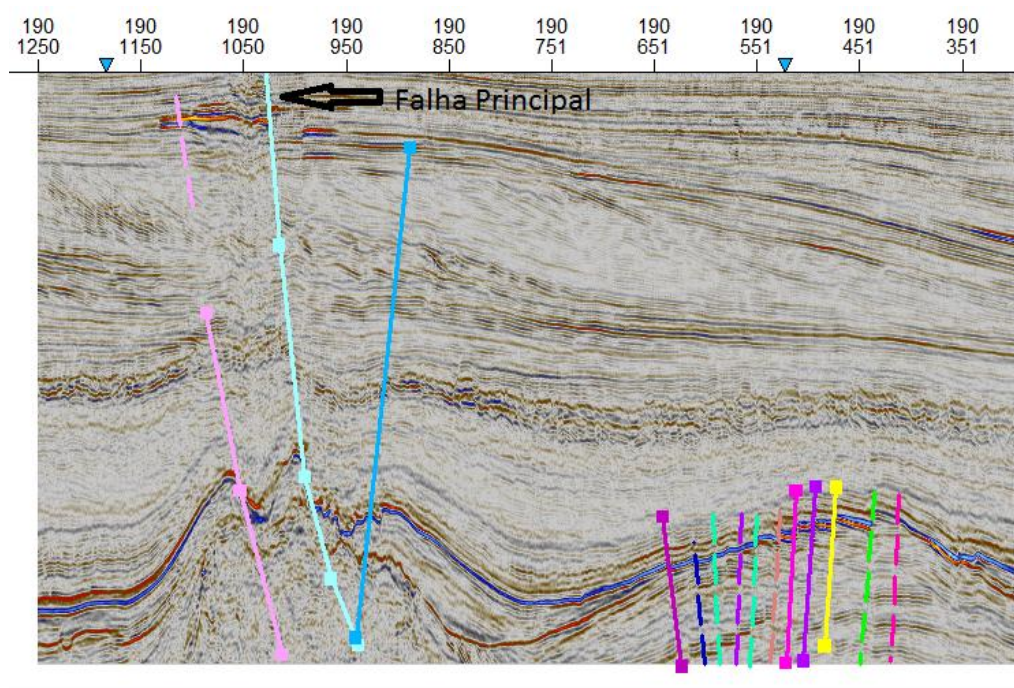


Figura 54 - Exemplo de uma secção sísmica vertical com as respectivas falhas devidamente interpretadas no âmbito deste trabalho (Inline 190).

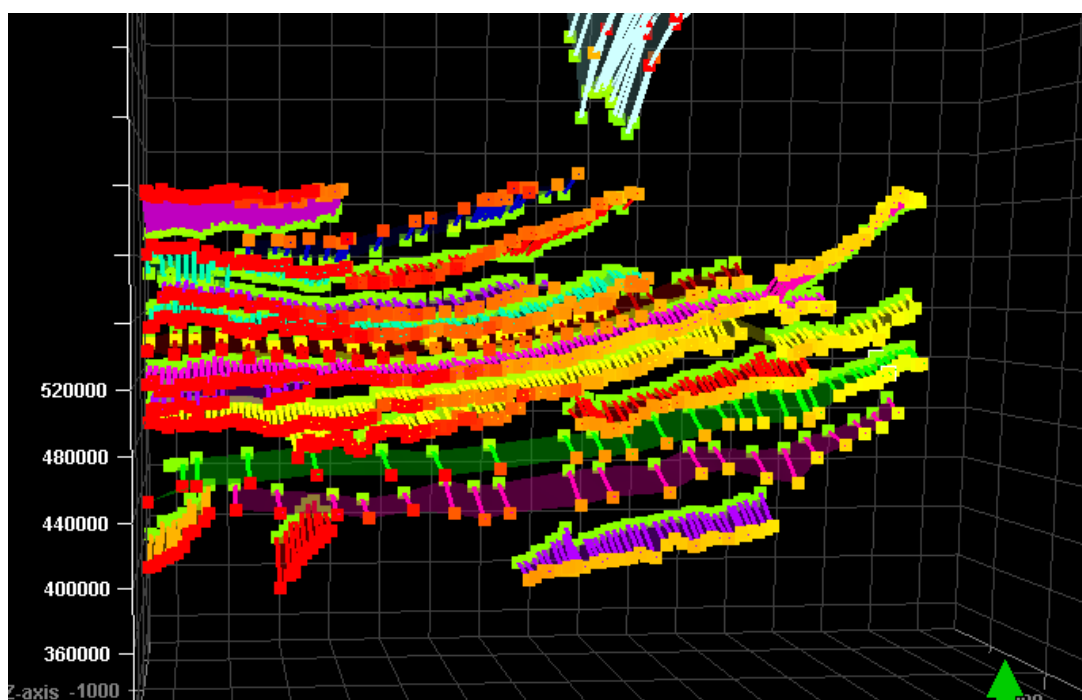


Figura 55 - Visualização em três dimensões das falhas resultantes da interpretação para toda a área de estudo.

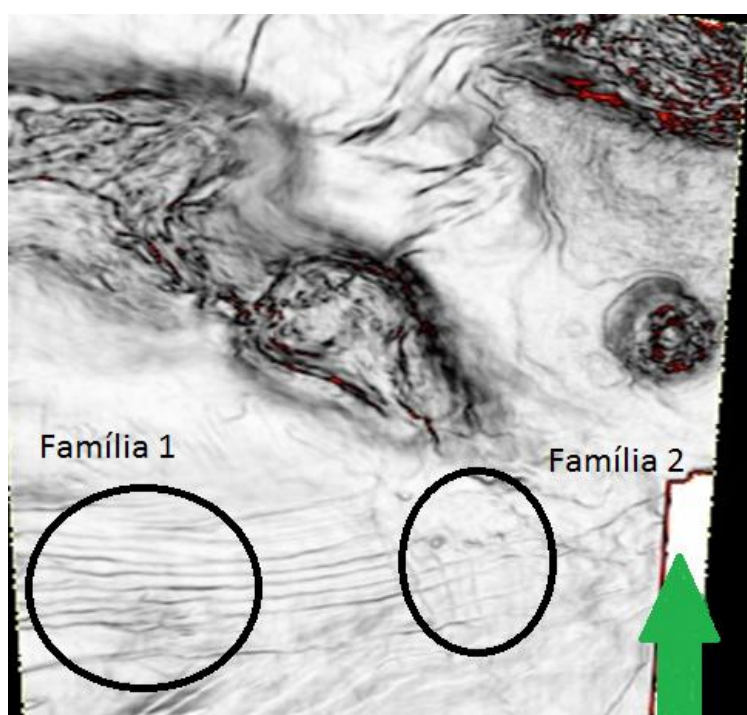


Figura 56 - Exemplo de uma secção sísmica horizontal com as duas famílias de falhas devidamente interpretadas no âmbito deste trabalho.



Figura 57 – Secção horizontal (*Time slice* $Z=-644$) mostrando a falha principal do bloco sísmico.

Pela visualização de variância verifica-se que as falhas são bem definidas e com isto, foi possível identificar em secção horizontal (*Time slice*) as falhas da área em estudo, depois foram devidamente cartografadas como mostram as Figuras 54 e 55.

Sendo assim pode se afirmar que a área de estudo é constituída por duas famílias de falhas (Figura 57) com direção E-W a ENE-WSW, Família-1, e com direção aproximada NNW-SSE, Família-2 e uma falha principal. A falha principal, tem uma orientação N-S com tendência a NE, está relacionada com uma estrutura de sal mais profunda e é responsável pela migração do gás.

Depois da cartografia das falhas da área de estudo procedeu-se com a identificação de falhas poligonais (Figura 58).

Com base nas secções horizontais e com o auxílio do cálculo da variância, verifica-se que o sistema de falhas poligonais e algumas estruturas salinas surgem em simultâneo na secção horizontal $Z= -1332$. Este sistema só termina próximo da secção horizontal $Z= -1650$.

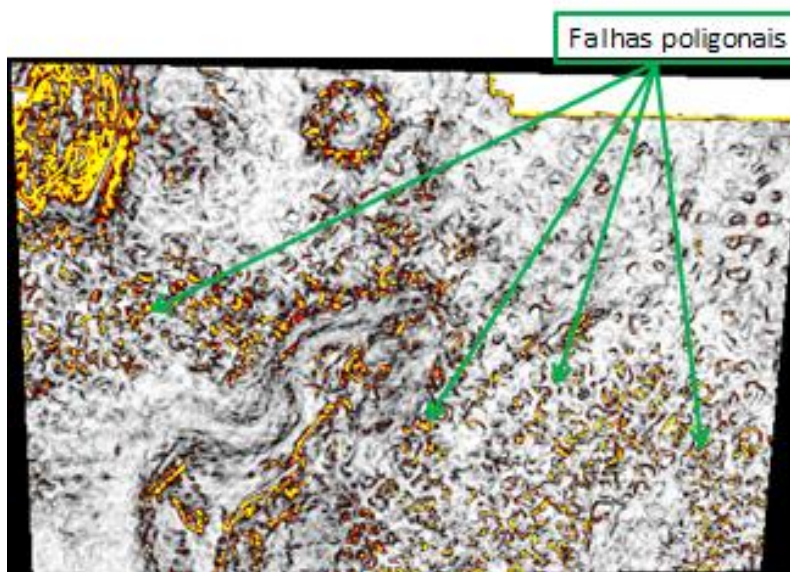


Figura 58 – Visualização de uma seção sísmica horizontal, apresentando um sistema de falhas poligonais.

5.4.2 Identificação de Corpos Salinos

Para a interpretação de corpos salinos, foram calculados três atributos sísmicos e foram comparados com uma seção sísmica original de modo a ter uma conclusão na observação destes corpos e sua localização como mostra a figura 59 (c).

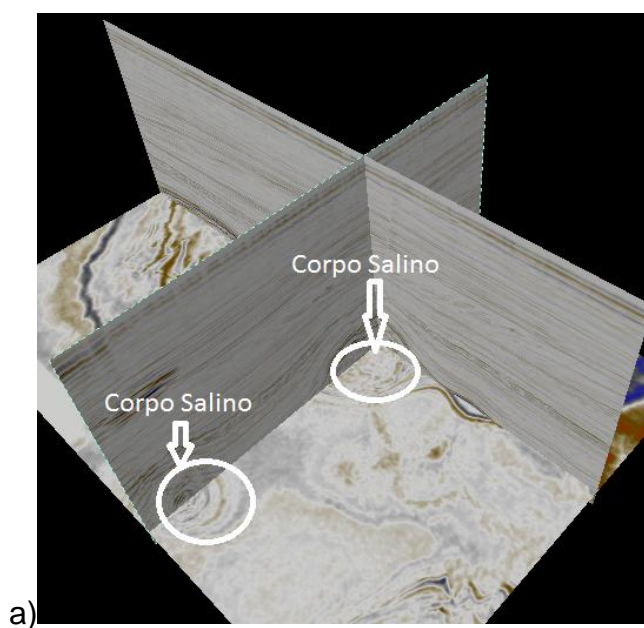


Figura 59 – Seção horizontal (time slice $Z = -1700$) e verticais (inline 332 e xline 874) de: a) cubo sísmico structural smoothing;

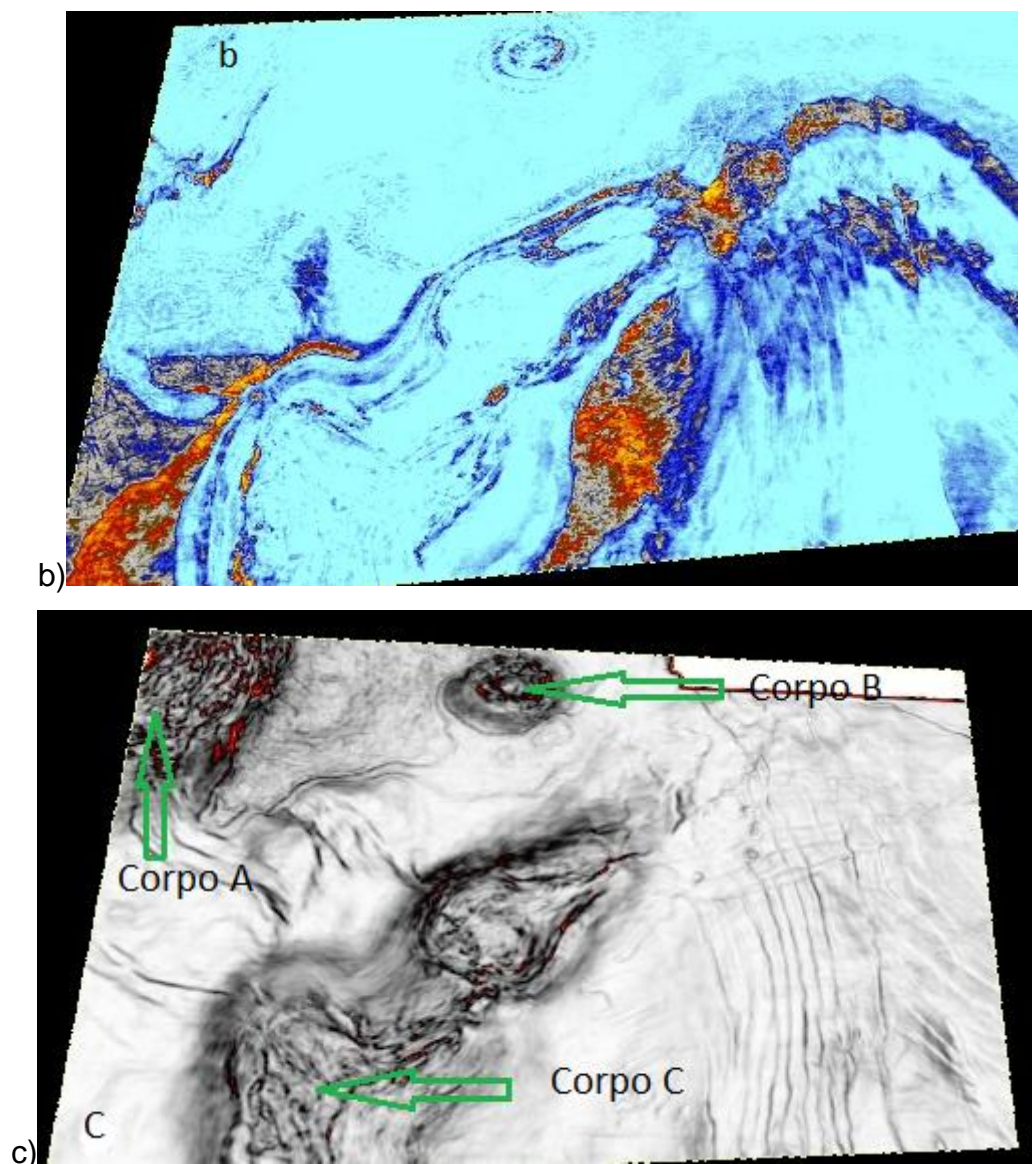


Figura 59 (continuação) – Secções horizontais (time slice $Z = -1700$) de: b) Amplitude RMS e c) Variância visualizando corpos salinos no âmbito deste trabalho.

Pela visualização das secções horizontais do cubo sísmico de diferentes atributos, é possível observar de forma mais detalhada a existência de corpos salinos no cubo de Variância. Estes corpos salinos encontram-se distribuídos em duas zonas completamente diferenciadas em termos das suas estruturas.

Comparando as três secções vê-se que na secção horizontal de variância apresenta três corpos salinos bem visíveis e noutras secções só é possível ver

dois. O corpo salino C encontra-se numa zona e os corpos salinos A e B encontram-se na mesma zona como mostra a figura 59.

5.4.3 Identificação de Pockmarks e Chaminés de Gás

Segundo Schroot *et al.* (2003), os *Pockmarks* são expressões superficiais do escape contínuo ou esporádico de gás, que geram depressões circulares ou semicirculares que podem conter crostas carbonatadas e/ou mantos bacterianos no seu interior. O seu diâmetro, nesta zona do Mar do Norte, varia entre 10 e 300 metros, chegando a atingir 15 metros de profundidade (Figura 60)

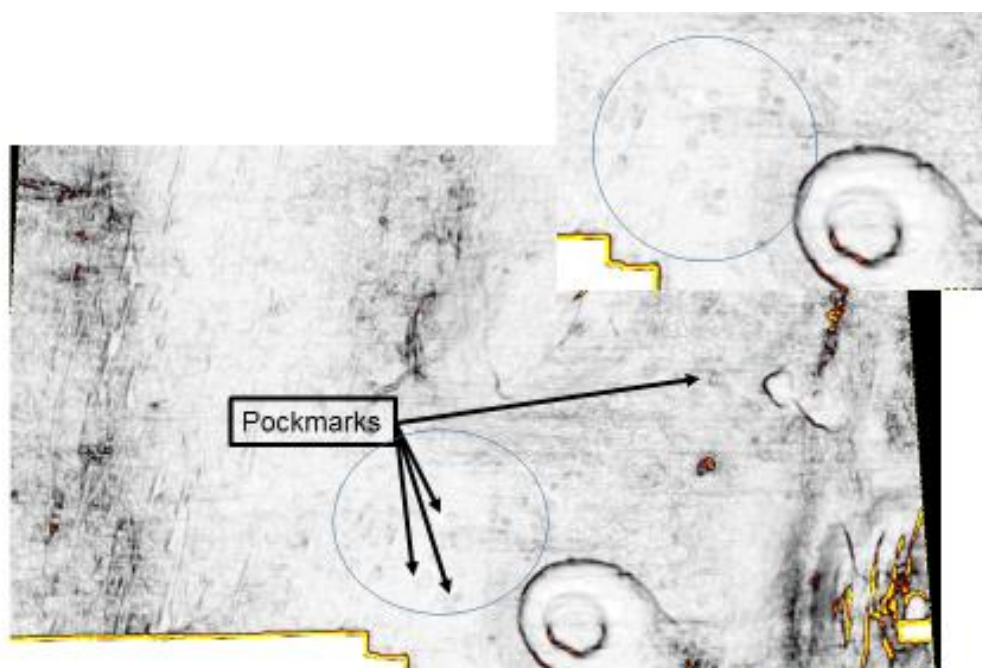


Figura 60 – visualização de Pockmarks em secção horizontal Z= -564 (Variância).

Uma chaminé de gás é a resposta da migração de hidrocarbonetos ao longo dos poros das rochas pela ausência ou rompimento do selo do reservatório e pode causar a deteriorização dos dados. Neste caso as chaminés são identificadas pela baixa qualidade sísmica (Schroot *et al.* 2003).

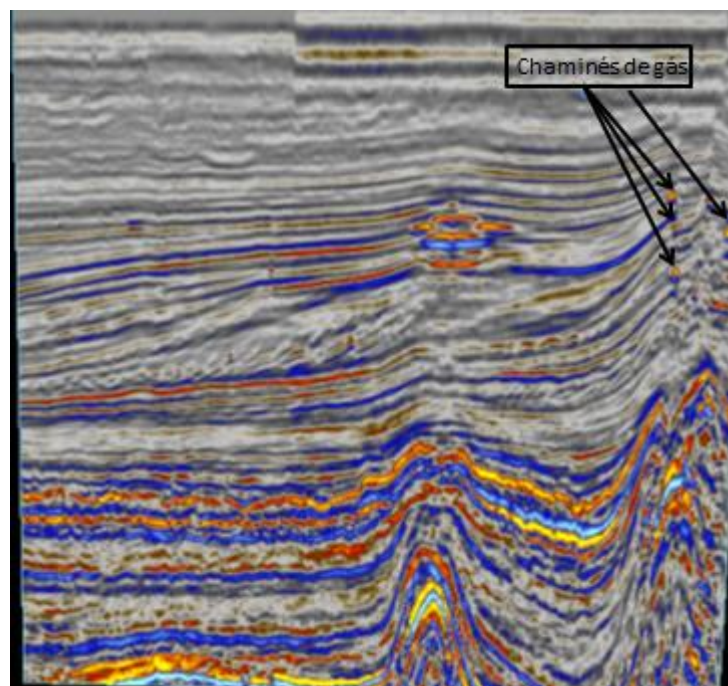


Figura 61 – visualização de Chaminé de gás Inline 689.



Figura 62 – visualização de Chaminé e acumulação de gás na seção horizontal (Variância).

Pela visualização de seção sísmica (Figura 61) e da seção horizontal em Variância (Figura 62) observa-se um sistema de falhas e uma chaminé de gás. As chaminés de gás na área de estudo foram encontradas associadas a um domo de

sal e uma estrutura de falha. Sendo assim conclui-se que estas duas acumulações de gás e as respectivas condutas de migração estão relacionadas com a tectónica salífera.

5.4.4 Identificação de Reservatório

Segundo Schroot *et al* (2003), os bright spots são indicadores diretos da presença de hidrocarbonetos em dados sísmicos. Traduzem-se em anomalias das amplitudes sísmicas causadas pelo forte decréscimo da impedância acústica no topo dos reservatórios carregados por hidrocarbonetos. Estas anomalias diminuem com o aumento da profundidade, são mais fortes quando se trata de reservatórios de gás e mais fracas para reservatórios de óleo. Se o reservatório for espesso o suficiente, é normalmente seguido pela sobreposição de refletores de grande amplitudes e de polaridades opostas, provocadas pelo contraste da impedância acústica na interface gás-água (*flat spot*) e, no caso de os reservatórios serem de uma espessura fina, os refletores não podem ser diferenciados (Figura 63).

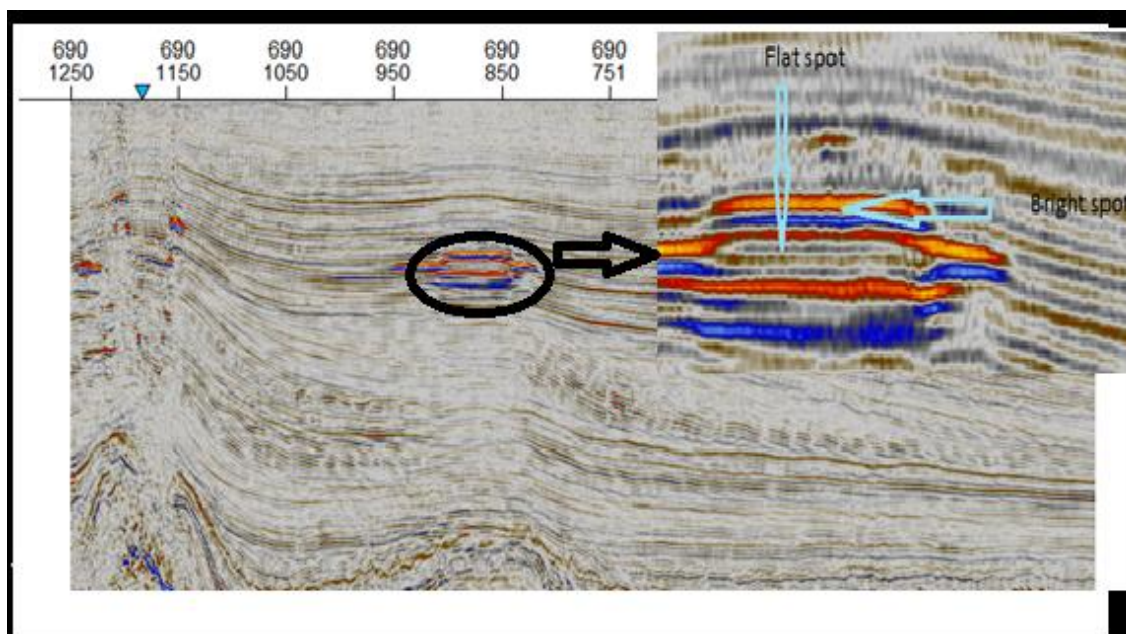


Figura 63 – Visualização de um reservatório de hidrocarbonetos, *inline* 690, identificado no bloco de dados sísmicos em estudo no âmbito deste trabalho.

Como se pode ver na Figura 63, estamos perante um reservatório de hidrocarbonetos, caracterizado por muito altas amplitudes sísmicas, típicas de gás, tratando-se de reservatórios que aparentam estarem a serem controlados por duas falhas.

Para a sua caracterização foram calculados atributos de Variância, Impedância acústica, frequência instantânea e envelope como mostra a Figura 64.

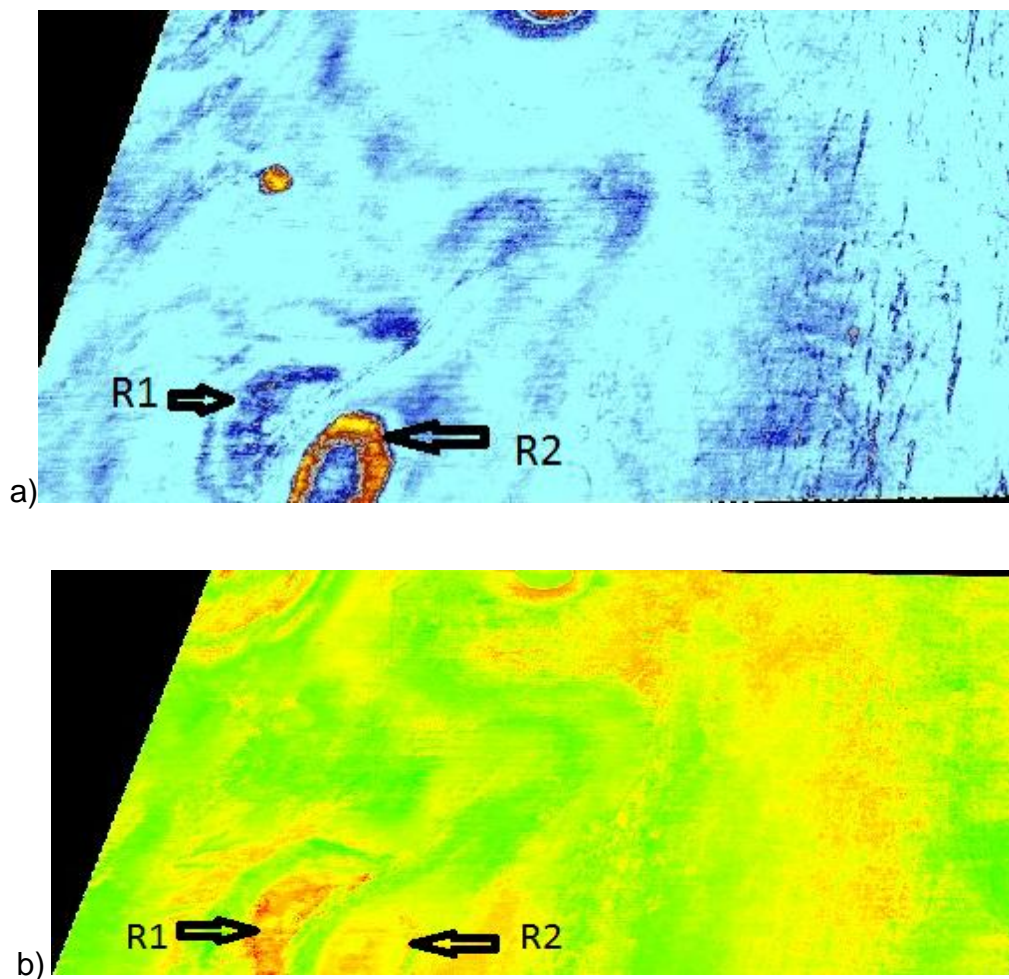


Figura 64 – Secções horizontais (Time slice) Z= -560 de: (a) envelope; (b) frequência instantânea;

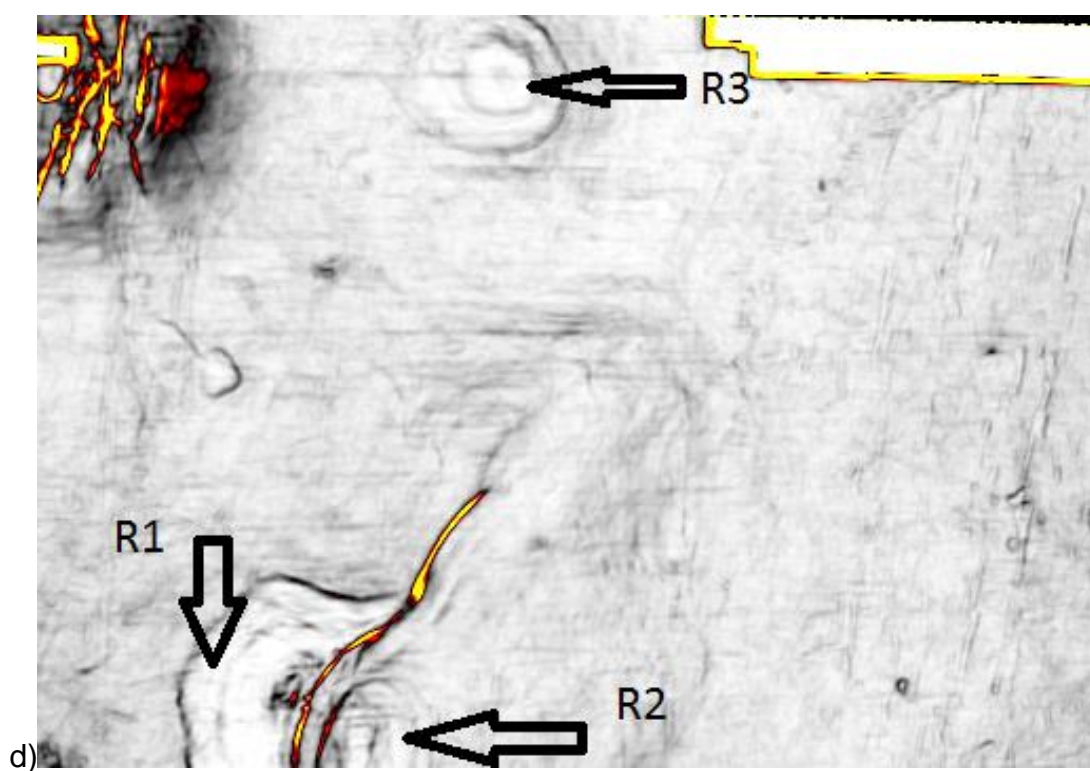
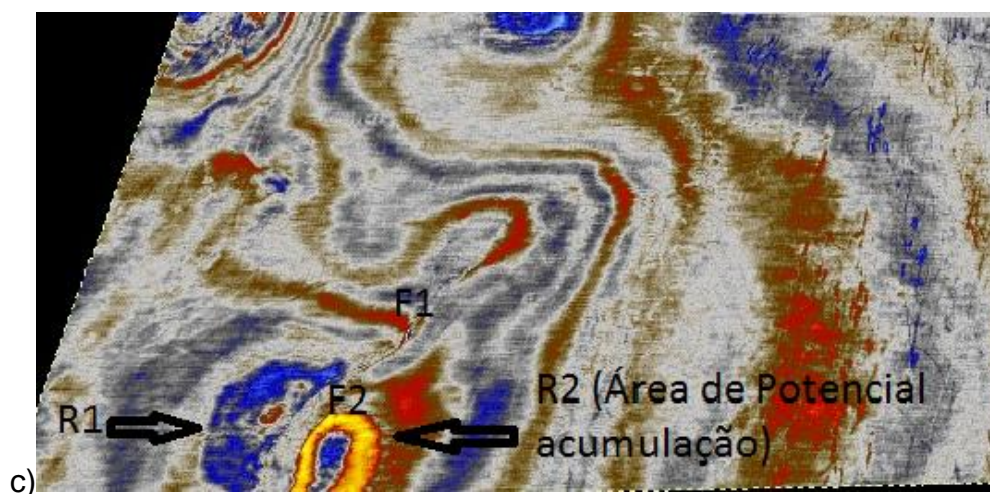


Figura 64 (continuação) – Secções horizontais (Time slice) $Z = -560$ de: (c) Impedância Acústica Relativa e (d) Variância no âmbito deste trabalho.

Ao contrário de atributos da Variância, Frequência instantânea, impedância acústica relativa, o Envelope parece apresentar valores de Amplitudes um pouco mais elevados em algumas partes da secção horizontal. São no entanto verificadas regiões em que os valores de Amplitudes na no Envelope são muito altos, o que

lhes confere uma baixa incerteza quanto a existência de reservatórios de hidrocarbonetos neste bloco. No entanto, em outros atributos os seus valores são baixos comparativamente com o Envelope e que serviram como base para a delimitação de uma área de potencial acumulação de hidrocarbonetos.

Com base nestes quatro atributos, foi possível caracterizar cinco reservatórios. Dos reservatórios caracterizados, nota-se uma diferença de profundidade entre eles; esta diferença é verificada com a anomalia da amplitude na medida que vai aumentando a profundidade em secções horizontais como mostra a figura (Figura 65) comparativamente com a Figura 64 (a).

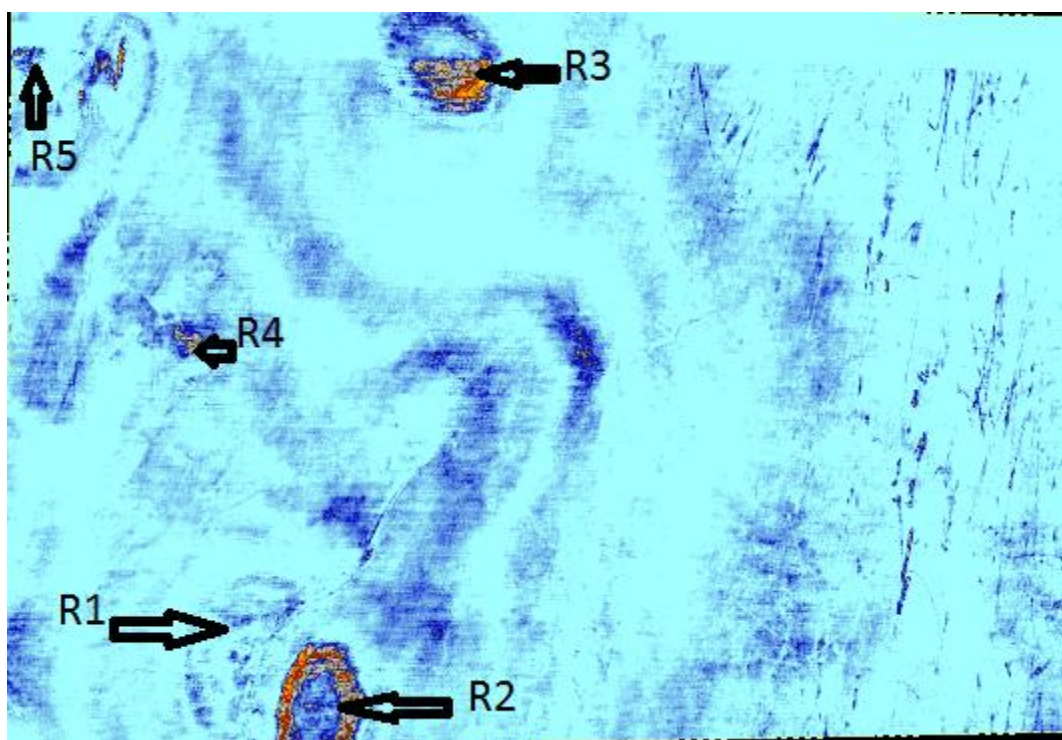


Figura 64 – Seção horizontal Z= -568 de envelope;

Portanto, o uso destes atributos na área em estudo, permitiu identificar as mudanças na litologia. Com base no conhecimento da geologia da área de estudo, podemos concluir que a presença de amplitudes fortes, estão relacionadas com as areias com hidrocarbonetos, e as baixas amplitudes representam as argilas.

6 Conclusões

A interpretação sísmica realizada nesta pesquisa permitiu a interpretação estrutural e sismo-estratigráfico da porção *offshore* do Bloco F3 do Mar de Norte, Setor holandês, fornecendo a base para a identificação das principais armadilhas, dos locais favoráveis à armazenamento de hidrocarbonetos e para a caracterização desses locais.

Do ponto de vista sismo-estratigráfico, no bloco F3, das sete unidades identificadas, destacam-se duas unidades: (1) a unidade que contém os evaporitos de Zechstein, que é responsável pela presença de falhas que afetam o bloco e que, também, é responsável pelo movimento (migração) dos fluidos e posicionamento dos reservatórios, uma vez que os reservatórios e chaminés de gás observados estão associados a estruturas de sal; (2) a unidade 2 apresenta rochas reservatório, que são aquelas onde ocorre alguma acumulação de gás formando-se, assim, um reservatório.

A geologia estrutural do bloco F3, mostra um sistema de falhas bem desenvolvido, com uma falha principal, com falhas poligonais e ainda duas famílias de falhas (Figura 54): (1) a falha principal extensional, apresenta uma direção N-S com tendência para NE afetando a sucessão estratigráfica praticamente até ao Albiano; (2) as falhas poligonais afetam as camadas (referidas na secção 5.2) 5 e 6 compartimentando os pequenos blocos que aqui ocorrem; (3) as duas famílias de falhas possuem orientações diferentes, sendo uma um sistema de falhas com direção E-W a ENE-WSW, Família-1 e, o outro, um sistema com direção aproximada NNW-SSE, Família-2.

Dos dois diferentes atributos sísmicos utilizados neste trabalho, merece particular destaque o atributo da variância.

Relativamente à análise do Envelope esta mostrou, de forma bastante clara, que as áreas onde ocorrem reservatórios, de gás e de óleo, apresentam uma maior concentração de amplitudes, variando desde médias a altas. O contraste entre estas áreas e os limites das áreas circundantes permitem definir, com bastante rigor, a delimitação dos reservatórios individuais.

Assim, as ferramentas utilizadas constituem um importante auxiliar no trabalho de interpretação de estruturas geológicas associadas à prospeção de hidrocarbonetos.

Referências Bibliográficas

- Alves, D.A.V (2009). *Processamento de dados sísmicos de modo a acentuar as reflexões na camada de água. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Ciências Geofísicas, apresentada à Universidade de Lisboa, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, 77 pp*
- Alves, N. (2011). *Modelação de um Reservatório Petrolífero no Campo Gullfaks, Noruega. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Geomateriais e Recursos Geológicos, apresentada à Universidade de Aveiro, Departamento de Geociências, 141 pp.*
- Azevedo, L. (2009). *Seismic Attributes in Hydrocarbon Reservoirs Characterization. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Geológica, apresentada à Universidade de Aveiro, Departamento de Geociências, 165 pp.*
- Bacon, M, Simm, R., Redshaw, T. (2003); *3D Seismic Interpretation*; Cambridge University Press
- Boogaert, A., van, H.A., Kouwe, W.F.P., 1993. *Nomenclature of the Tertiary of the Netherlands*. RGD & NOGEP. 50, The Netherlands.
- Brekke, H., Sjulstad, H.I., Magnus, C., Williams, R.W. (2001); *Sedimentary environment offshore Norway – Paleozoic to Recent: an overview*. Norwegian Petroleum Society, NPF Special publication; no. 10, 7-37
- Britain's Offshore Oil and Gas – North Sea (sem data de publicação). *Natural gas deposits and petroleum deposits*. Geological Museum. Ukooa
- Cartwright, J. (2011). *Diagenetically Induced Shear Failure of Fine-grained Sediments and Development of Polygonal Fault Systems. Marine and Petroleum Geology, 28, 1593-1610.*
- Cornford, C. (1998). *Source rocks and hydrocarbons of the North Sea, in Glennie, K.W., ed., Petroleum geology of the North Sea (4th ed.): London, Blackwell Science Ltd., p. 376–462.*

- Davison, I., Alsop, I., Birch, P., Elders, C., Evans, N., Nicholson, H., Rorison, P., Wade, D., Woodward, J., Young, M. (2000). *Geometry and late-stage structural evolution of Central Graben salt diapirs, North Sea*. Marine and Petroleum Geology, 17, 499-522.
- Dias, J.A. (2000); *Elementos de apoio a Geologia Ambiental*, Universidade do Algarve
- Dow, W. G. (1974). *Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin*. AAPG Bulletin, v 58, nº 7, p. 1253-1262
- Duin, E.J.T., Doornenbal, J.C., Rijkers, R.H.B., Verbeek, J.W. & Wong, T.E. (2006) *Subsurface structure of the Netherlands - results of recent onshore and offshore mapping*. *Geologie en Mijnbouw / Netherlands Journal of Geosciences*, vol. 85, no. 4, p. 245-276.
- Duin, E.J.T., Rijkers, R.H.B. & Remmelts, G. (1994) *Deep seismic reflections in the Netherlands, an overview*. *Geologie en Mijnbouw*, vol. 64, p. 191-197.
- Evans, D., C. Graham, et al. (2003). *"The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea."* The Geological society of London.
- Faleide, J.I., Bjørlykke, K., Gabrielsen, R.H. (2010); *Geology of the Norwegian Continental Shelf*. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 22, 467-499
- Garcia, H.M.P. (2008); *Avaliação do Potencial Petrolífero de uma área da Bacia do Baixo Congo*. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Geológica, apresentada à Universidade de Aveiro, Departamento de Geociências,
- Gautier, D.L., (2005). *Kimmeridgian Shales Total Petroleum System of the North Sea Graben Province*. U.S. Geological Survey Bulletin 2204-C, 24 pp.
- Geluk, M.C. (2005). *Stratigraphy and tectonics of Permo-Triassic basins in the Netherlands and surrounding areas*. PhD thesis, University of Utrecht: 171 pp.

- George, G. T. and Berry, J. K. (1993). *A new lithostratigraphy and depositional model for the Upper Rotliegend of UK Sector of the Southern North Sea*. In: North, C. P. and Prosser, D. J. (eds) *Characterization of Fluvial and Aeolian Reservoirs*. Special Publication N° 73, Geological Society, London, pp. 291-319. [5, 12].
- George, G. T. and Berry, J. K. (1994). *A new palaeogeographic and depositional model for the Upper Rotliegend, offshore the Netherlands*. *First Break* 12(3) 147- 58. [5].
- Gerhardt, A. et al. (2001). *Two-Dimensional Opacity Functions for Improved Volume Rendering of Seismic Data*. In: Congresso da Sociedade Brasileira de Geofísica, VII, Salvador, *Proceedings*.
- Glennie, K.W. (1972). *Permian Rotliegendes of North-West Europe interpreted in light of modern desert sedimentations studies*. AAPG bull. 56(6), 1048-71. [1, 5, 7].
- Glennie, K.W., Underhill, J.R (1998); *Origin, Development and Evolution of Structural Styles – Outline of the Structural Framework of the North Sea*. Blackwell Publishing
- Gomes, J. S. and Alves, F. B. (2007). *O Universo da Indústria Petrolífera*. Fundação Calouste Gulbenkian
- Goudie, A.S., (2004). D.L., (2005). *Encyclopedia of Geomorphology*. Routledge – International Association of Geomorphologists; VOL 1, 887 pp.
- Gregersen, U. (1997). *Sequence stratigraphic analysis of Upper Cenozoic deposits in the North Sea based on conventional and 3-D seismic data and well-logs*: Ph.D. thesis, University of Aarhus.
- Haq et al (1988). *Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea level change*, in: C.K. Wilgus, H. Posamentier, C.A. Roos, C. Kendall (Eds.), *Sea Level Changes—An Integrated Approach*, SEPM Spec. Publ., vol. 42, pp. 71–108

- Hernandez, C. A. M. (2000). *Avaliação dos Sistemas Petrolíferos nas bacias cretácicas com produção comercial na Colômbia*. Tese apresentada pela universidade Federal do Rio de Janeiro para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia civil. Brasil
- Herngreen, G.F.W. & Wong, Th.E. (1989). *Revision of the 'Late Jurassic' stratigraphy of the Dutch Central Graben*. *Geologie en Mijnbouw* 68: 73-105.
- Katata, E. P. (2013). *Caraterização de um Reservatório de Hidrocarbonetos no bloco F3 do Setor Holandês do Mar do Norte com base em Sísmica 3D*. Projeto de licenciatura apresentada na Universidade de Aveiro
- Kay, C.J., (1993). *The growth and gross morphology of Quaternary deltas in the southern North Sea PhD Thesis*, University of Edinborough.
- Magoon, L. B. & Dow, W. G. (1994). *The Petroleum System – From Source to Trap*. *American Association of Petroleum Geologists Memoir* 60, 3-24.
- Magoon, L.B., (1987). *The petroleum system—a classification scheme for research, resource assessment, and exploration [abs.]*: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 71, no. 5, p. 587. I
- Marie, J. P. P. (1975). *Rotliegendes stratigraphy and diagenesis*. In: Woodland, A. W. (ed.) *Petroleum and the Continental Shelf of Northwest Europe*, Vol. I, *Geology*. Applied Science Publisher Barking, pp. 205- 10. [5]
- Matias, J. S. (2014) *Apresentações Power-Point disponibilizadas aos alunos do curso de Licenciatura em Engenharia Geológica*. Universidade de Aveiro
- Michon, L., Van Balen R.T., Merle, O. & Pagnier, H. (2003). *The Cenozoic evolution of the Roer Valley Rift System*. *Tectonophysics* 367: 101-126.
- Mijnlieff, H. (2005). *Top Pre-Permian distribution map and some thematic regional geologic maps of the Netherlands (www.nlog.nl)*.
- Mitchum, et al (1977). *Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6:*

- Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, 117-133.*
- Mondol, H.N. (2010). *Seismic Exploration – Petroleum Geoscience from sedimentary environments to rock physics*; Springer, 375-401
- Okman, C.D., Partington, M.A. (1998), *Cretaceous – Petroleum Geology of the North Sea, Basic Concepts and Recent Advances*. Blackwell Science Ltd, 4th Edition, 294-349
- Overeem et al (1998). *Kaper Geological reconstruction of a Cenozoic delta using 2D/3D seismic data*. NAC IV, Dutch Earth Sciences Congress, Veldhoven, Abstract .
- Pinheiro, L. M. (2013) *Apresentações Power-Point disponibilizadas aos alunos do curso de Mestrado em Engenharia Geológica. Universidade de Aveiro*
- Rhys, G. H. (compiler) (1974) *A Proposed Stratigraphic Nomenclature for the Southern North Sea and an Outline Structural Nomenclature for Whole of the UK North Sea*. Report No 74/8, Institute of Geological Science, HMSO, 14 pp. [5, 6, 7, 8, 9].
- Rijkers, R.H.B. & Geluk, M.C. (1996). *Sedimentary and structural history of the Texel-IJsselmeer High, The Netherlands*. In: Rondeel, H.E., Batjes, D.A.J. & Nieuwenhuizen, W.H. (eds): *Geology of gas and oil under the Netherlands*. Kluwer (Dordrecht): 265-284.
- Sajjad, N. (2013). *Structural restoration of Mesozoic rifting phases in the northern North Sea*. Norwegian University of Science and Technology, 66 pp.
- Schlumberger (2007 b). *Seismic Visualization and Interpretation Course book*.
- Schlumberger (2008); *Petrel 2010.2 – Seismic-to-Simulation Software, Petrel Introduction Course*
- Schroot et al (1989). *Late Jurassic, petroleum geology of the Dutch Central North Sea Graben*. *Geologische Rundschau*. Stuttgart, p. 319-336

- Schroot et al (2006). *Hydrocarbon potential of the Pre-Westphalian in the Netherlands on- and offshore – Report of the Petroplay project. TNO Built Environment and Geosciences*, 436 pp.
- Schroot, B.M. & Schuttenhelm, R. (2003). *Expressions of shallow gas in the Netherlands North Sea. Netherlands Journal of Science/ Geol. Mijnbouw*, 82 (1), 91-105.
- Selley, R.C. (1983). *Petroleum Geology for Geophysicists and Engineers. International Human Resources Development Corporation. Boston*, 77-84.
- Sha, LP (ed.), (1991). *Seqüências sedimentares do Quaternário na bacia do Mar do Norte sul. Relatório final da disciplina do projeto: A Modelagem e dinâmica dos Quaternário geologia do Mar do Norte Sul e suas aplicações à proteção ambiental e desenvolvimento industrial*, CEC DGXII, Bruxelas, Ficção. Progr.Contrato n ° SCI-128-C 9EDB: 135 pp.
- Silva, H.P.N. (2012) *Caraterização e Delimitação de Reservatórios usando atributos Sísmicos. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Geológica, apresentada à Universidade de Aveiro, Departamento de Geociências*, 114 pp.
- Silva, P.M.C. (2004) *Visualização Volumétrica de Horizontes em Dados Sísmicos 3D. Tese apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Informática da PUC-Rio*.
- Sørensen et al (1997). *High-frequency sequence stratigraphy of Upper Cenozoic deposits in the central and southeastern North Sea areas Marine and Petroleum Geology*, 14, no. 2, 99–123
- Steeghs et al (2000). *Seismic volume attribute analysis of the Cenozoic succession in the L08 block _Southern North Sea: Global and Planetary Change*, 27, no. what1–4, 245–262
- Steeghs et al. (1998) *Local Radon power spectra for 3-D seismic attribute extraction 68th Annual Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophysics Expanded Abstracts*, INT 3.6

- Steeghs, P., (1997). *Local power spectra and seismic interpretation*, PhD Thesis, Delft University of Technology, Delft.
- Taner, M.T. (2001). Seismic Attributes. CSEG, September, pp. 49-56.
- Tetyukhina et al (2012). *High-resolution reservoir characterization by an acoustic impedance inversion of a Tertiary deltaic clinoform system in the North Sea*.
- Thomas, J. (2004). *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobrás
- Tigrek, S. (1998). *3D seismic interpretation and attribute analysis of the L08 block, Southern North Sea Basin*, MS Thesis, Delft University of Technology.
- Underhill, J.R. & Partington, M.A. (1993) *Jurassic thermal doming and deflation in the North Sea: implications of the sequence stratigraphic evidence*. In: Parker, J.R. (ed.). *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th conference*, Geological Society of London, p. 337-245.
- Underhill, J.R. (1998), *Jurassic – Petroleum Geology of the North Sea, Basic Concepts and Recent Advances*. Blackwell Science Ltd, 4th Edition
- Van Adrichem Boogaert, H.A. & Kouwe, W.F.P. (eds) (1993 – 1997). *Stratigraphic nomenclature of the Netherlands, revision and update by RGD and NOGEPA*, Mededelingen Rijks Geologische Dienst 50.
- Ziegler, P.A. (1989), *Evolution of the North Atlantic – an overview; Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic margins*. AAPG memoir 46
- Ziegler, P.A. (1990) *Geological Atlas of Western and Central Europe (2nd. Edition)*. Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V., Distributed by the Geological Society Publishing House, Bath, 239 p., 56 encl.

Referência de Site na Internet

http://www.geocities.ws/ussgeology/index_arquivos/geologiadopetroleo.htm